L'ÉNERGIE EN ÉVOLUTION

RAPPORT ANNUEL 2010

hydro One

Fiabilité. Rentabilité. Développement durable.

Hydro One travaille sans relâche au maintien d'un réseau électrique sécuritaire, fiable et rentable en Ontario. Il a fallu du temps pour bâtir un réseau comme le nôtre. Nous effectuons des investissements prudents et réfléchis afin d'assurer la pérennité de notre réseau.

Hydro One Inc.
Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui exercent leurs activités dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité et des services de télécommunications.

Hydro One Networks Inc.
Regroupe la majeure partie de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Networks Inc.
Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la croissance la plus rapide du Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.
Assure l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 21 collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.
Commercialise notre capacité de production de fibre optique auprès de nos clients d'affaires. Cette entreprise compte pour moins de un pour cent de nos actifs.

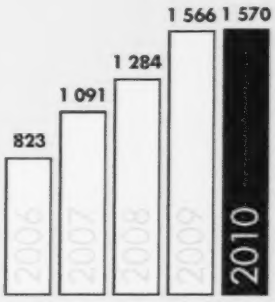
TABLE DES MATIÈRES

Points saillants	1
Lettre du président du conseil d'administration	2
Lettre de la présidente et chef de la direction	3
Investissement dans les infrastructures	4
Importance accordée à chaque dollar	6
Mesures prônant la conservation	8
Haute direction	10
Rapport de gestion	11
Rapport de la direction	56
Rapport des auditeurs indépendants	57
États consolidés des résultats et du résultat étendu	58
États consolidés des bénéfices non répartis et du cumul des autres éléments du résultat étendu	59
Bilans consolidés	60
États consolidés des flux de trésorerie	61
Notes afférentes aux états financiers consolidés	62
Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices	94
Conseil d'administration	96

POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET STATISTIQUES

Dépenses en immobilisations

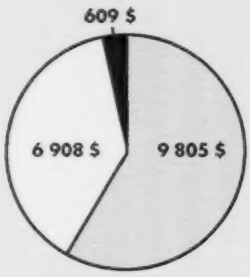
(en millions de dollars canadiens)



Total de l'actif

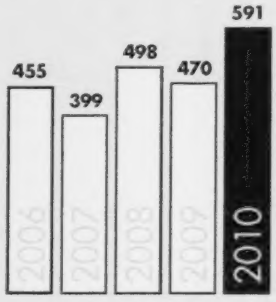
31 décembre 2010

(en millions de dollars canadiens)



Bénéfice net

(en millions de dollars canadiens)



Exercices terminés les 31 décembre *(en millions de dollars canadiens)*	**2010**	2009	Variation en $	Variation en %
Produits	**5 124**	4 744	380	8
Achats d'électricité	**2 474**	2 326	148	6
Charges d'exploitation	**1 661**	1 594	67	4
Bénéfice net	**591**	470	121	26
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 164**	892	272	30
Moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (en MW)[1]	**21 572**	20 798	774	4
Distribution – unités distribuées aux clients (en TWh)[1]	**29,1**	28,9	0,2	1

[1] Les statistiques relatives au réseau incluent les données provisoires de décembre.

LETTRE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Durant l'année écoulée, notre **réseau d'électricité** a continué d'être exploité de manière fiable, sécuritaire et efficace, alors que des sommes importantes ont été investies afin de maintenir et de mettre à niveau les infrastructures vieillissantes, et de satisfaire aux diverses exigences de la Loi sur l'énergie verte et du Plan énergétique à long terme de la Province visant à encourager la production d'énergie renouvelable.

Le mandat principal de Hydro One consiste à transporter l'électricité et à la distribuer aux foyers et entreprises de l'Ontario, de façon sécuritaire, fiable et rentable. Parallèlement à ce mandat, Hydro One a également le mandat d'agir à titre d'entreprise commerciale.

Le conseil d'administration est responsable de surveiller la gestion des activités et des affaires de Hydro One, et du fait même, de surveiller la mise en oeuvre des deux mandats de la société. Pour ce faire, le conseil d'administration a, de façon générale, une responsabilité fiduciaire et un devoir de diligence l'obligeant à agir dans les meilleurs intérêts de Hydro One et a, de façon plus particulière, la responsabilité d'agir conformément aux dispositions de l'entente de principe existante conclue avec la province de l'Ontario en ce qui a trait au respect du mandat de la société, à la gouvernance, aux responsabilités, aux attentes en matière de performance et à la rémunération des hauts dirigeants.

J'estime que le conseil d'administration s'est très bien acquitté de ses responsabilités en matière de surveillance en 2010.

Durant l'année écoulée, notre réseau d'électricité a continué d'être exploité de manière fiable, sécuritaire et efficace, alors que des sommes importantes ont été investies afin de maintenir et de mettre à niveau les infrastructures vieillissantes, et de satisfaire aux diverses exigences de la Loi sur l'énergie verte et du Plan énergétique à long terme de la Province visant à encourager la production d'énergie renouvelable.

Ces investissements ont eu d'importantes répercussions sur les tarifs. Le conseil d'administration est au fait de l'incidence qu'auront ces hausses de tarifs sur sa clientèle et il n'y est pas indifférent. Le conseil d'administration continuera de viser l'amélioration de la productivité afin d'atténuer le coût de ces investissements majeurs.

Parallèlement, nous avons fourni une valeur accrue à notre actionnaire. Nous avons conservé notre cote de crédit à long terme de « A », ce qui nous a permis de continuer à emprunter selon des modalités avantageuses, atténuant ainsi les coûts de notre programme de travaux.

L'un des outils de surveillance importants dont dispose le conseil d'administration est la fiche de pointage qui mesure le rendement de la direction à l'égard de certains objectifs établis dans le plan stratégique et le plan d'affaires annuel approuvés. Je suis fier d'annoncer que, pour 2010, les objectifs figurant dans la fiche de pointage ont globalement été atteints. Bien que la rémunération de la direction fasse l'objet d'un gel aux termes de la Loi sur les mesures de restriction, une rémunération incitative à court terme appropriée a été a versée à la direction conformément au régime existant, comme le permet la Loi sur les mesures de restriction.

Le conseil d'administration a approuvé une restructuration importante de la haute direction, laquelle améliorera la performance de la société. Nous avons également approuvé la création d'une nouvelle fonction liée aux placements et au régime de retraite et la création d'un nouveau poste de chef des placements et du régime de retraite, en vue d'améliorer le rendement à long terme du régime de retraite.

Je tiens à remercier tous nos employés ainsi que mes collègues du conseil d'administration pour leur engagement envers Hydro One et ses divers partenaires.

Le président du conseil d'administration de Hydro One Inc.

James Arnett

LETTRE DE LA PRÉSIDENTE ET CHEF DE LA DIRECTION

Il est primordial que nous maintenions un juste équilibre entre les besoins de nos clients et l'urgence d'assurer la durabilité de nos actifs essentiels liés au transport et à la distribution et de raccorder de nouvelles sources d'énergie renouvelable.

Au cours de l'exercice 2010, nous avons réalisé de solides avancées dans plusieurs domaines. Nous croyons fermement en notre capacité de réaliser notre mission et notre vision à long terme et ainsi de continuer d'offrir à notre clientèle un réseau sécuritaire, fiable et rentable.

Nous investissons dans l'avenir énergétique de l'Ontario. Nous visons principalement à faire des investissements prudents aux fins de l'entretien et de l'agrandissement de nos réseaux de transport et de distribution tout en adoptant les technologies qui procureront une valeur accrue à notre clientèle et à notre actionnaire. Il est primordial que nous maintenions un juste équilibre entre les besoins de nos clients et l'urgence d'assurer la durabilité de nos actifs essentiels liés au transport et à la distribution et de raccorder de nouvelles sources d'énergie renouvelable.

Nous sommes conscients de la tâche difficile qu'est celle de répondre aux attentes de la population ontarienne en cette période caractérisée par la croissance et l'évolution de notre secteur d'activité. Nous sommes à l'écoute de nos clients et modernisons notre réseau d'électricité pour pouvoir y raccorder des sources d'énergie propre et renouvelable. Dans la mesure où nous faisons des investissements prudents et rentables dans le réseau d'électricité de l'Ontario, je suis convaincue que nous continuerons de respecter notre engagement de créer de la valeur, et ce, de diverses façons, au cours des années à venir.

Nous continuerons d'exploiter un réseau sécuritaire et fiable et chercherons à réaliser des gains d'efficacité tout en bâtissant le réseau de demain. Nos clients paient pour leurs services et doivent en avoir pour leur argent. Nous demeurons donc déterminés à offrir à notre clientèle des services de valeur et à rehausser leur satisfaction envers Hydro One. Nous continuerons également d'améliorer la durabilité de nos activités et d'aider nos clients à mieux gérer leurs coûts et leur efficience énergétiques.

Comme nous l'avons toujours affirmé, rien ne compte plus que la sécurité de nos employés. Notre programme Objectif zéro nous permettra de respecter notre engagement envers nos collègues et leur famille, lequel est d'assurer la sécurité dans les lieux de travail. La réalisation de cet objectif doit être sans cesse au cœur de nos préoccupations.

J'aimerais remercier les employés de Hydro One pour leur dévouement et leur travail acharné alors que notre secteur d'activité poursuit son évolution. Grâce à nos efforts concertés, nous avons mis sur pied un réseau intelligent parmi les meilleurs de l'industrie, nous facilitons le raccordement de sources d'énergie renouvelable et nous sommes une société responsable sur le plan financier qui procure de la valeur à notre clientèle et à la province de l'Ontario.

La présidente et chef de la direction de Hydro One Inc.,

Laura Formusa

INVESTISSEMENT DANS LES INFRASTRUCTURES

Fiabilité

Amélioration de la fiabilité du réseau

Pour améliorer la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario, il faut savoir où et quand faire les mises à niveau et les travaux de réparation. L'utilisation de données analytiques telles que la fréquence des pannes et les résultats d'inspection nous permet de faire en sorte que les mises à niveau les plus pressantes sont faites en premier.

En 2010, nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 1,57 milliard de dollars pour améliorer la fiabilité et la performance du réseau, pour remédier à la vétusté du réseau d'électricité, pour faciliter le raccordement de nouvelles sources d'énergie et pour améliorer les services offerts à nos clients.

Des mesures à long terme, telles que le projet de dégroupement de la ligne de transport de 500 kV entre le PT Cherrywood et le PT Claireville, ont procuré de la flexibilité sur le plan de l'exploitation et de l'entretien.

Les travaux visant le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton se sont déroulés selon l'échéancier prévu et la construction des pylônes est en cours sur les tronçons de la ligne de transport pour lesquels les approbations ont été reçues et les droits fonciers, acquis. Le réseau devrait entrer en service d'ici la fin de 2012, et il permettra d'acheminer environ 3 200 MW de nouvelles quantités d'énergie de source nucléaire et d'énergie renouvelable provenant de la région Huron-Grey-Bruce.

Compteurs intelligents, réseau intelligent

Le réseau d'électricité de l'Ontario devient plus intelligent. Nous avons installé plus de 1,3 million de compteurs intelligents, et de ce nombre, plus de 1,1 million sont adaptés au mode de tarification en fonction de la période d'utilisation. Il s'agit d'un des déploiements de compteurs intelligents les plus importants effectués par une société de services publics en Amérique du Nord.

1,57 milliard de dollars investis à l'égard de l'amélioration de notre réseau.

1,3 million de compteurs intelligents installés à l'échelle de la province.

HYDRO ONE CONTINUE D'ENTRETENIR ET D'AGRANDIR SES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION TOUT EN ASSURANT À SES CLIENTS ET À LA PROVINCE DE L'ONTARIO UN APPROVISIONNEMENT FIABLE EN ÉLECTRICITÉ.

Le Plan énergétique à long terme donne à notre secteur une orientation intéressante. Il trace les grandes lignes de l'approche intégrée visant le réseau d'électricité en Ontario et traite de la façon d'incorporer les technologies liées à l'énergie renouvelable.

Plus de 553 000 abonnés ont d'ailleurs adopté ce mode de tarification, ce qui excède la cible cumulée au chapitre du nombre de conversions mensuelles établi par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

À la fine pointe de l'innovation

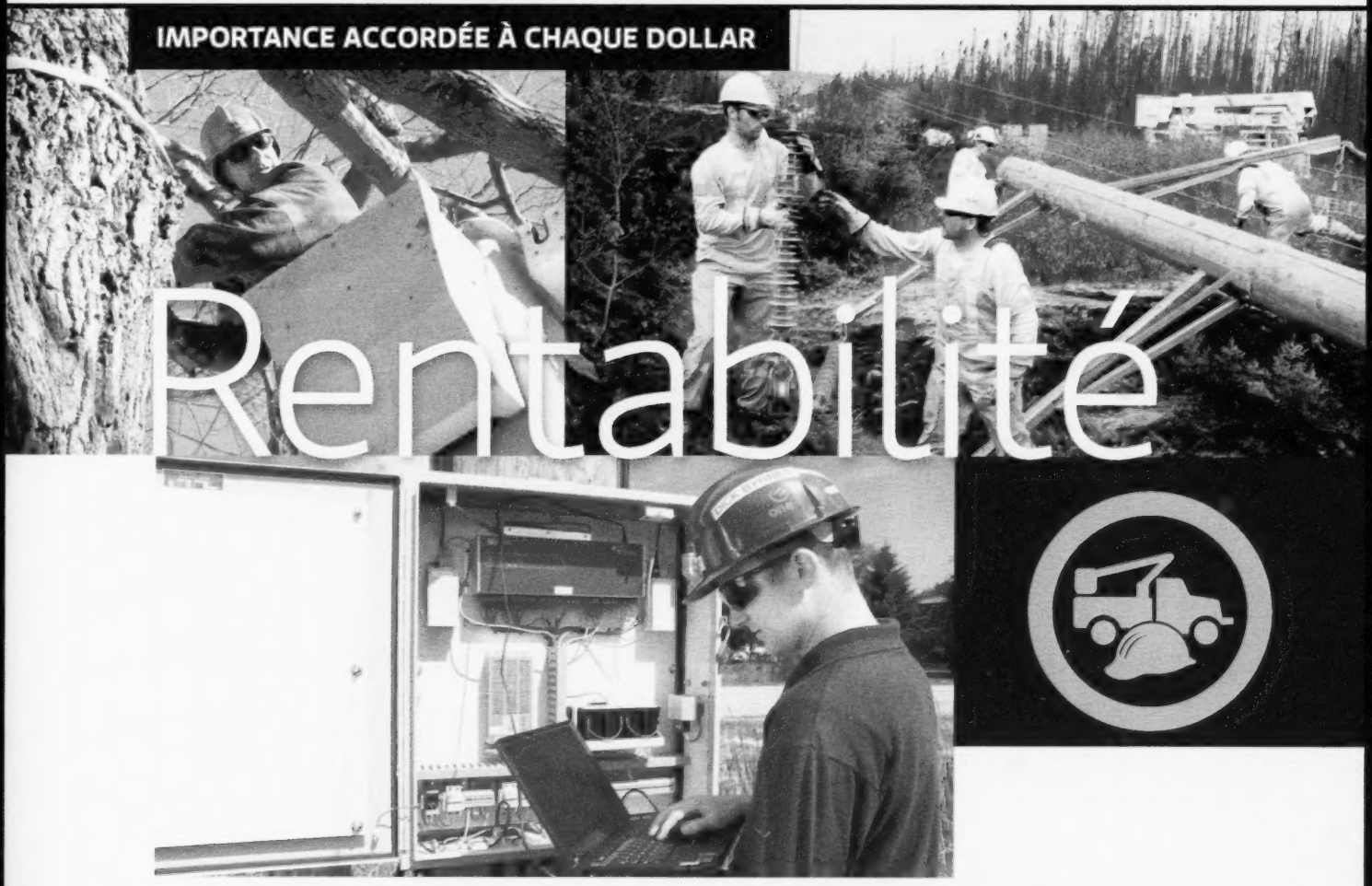
L'innovation joue un rôle crucial dans l'avenir du réseau d'électricité de l'Ontario. Hydro One s'est associée à l'Université Ryerson pour mettre sur pied le Centre for Urban Energy voué à la recherche de solutions pratiques et novatrices aux problèmes énergétiques des zones urbaines. Ce partenariat permettra à Hydro One de découvrir des moyens d'intégrer les nouvelles technologies et de former les futurs leaders du secteur de l'énergie.

Hydro One s'est également associée à l'Université Western Ontario et à l'Université de Waterloo pour promouvoir la mise en œuvre de solutions innovantes dans le domaine du génie électrique visant à faciliter le raccordement de sources d'énergie propre et renouvelable. Ces partenariats prévoient également le financement de bourses d'études et l'attribution de prix.

Présents en toutes circonstances

En 2010, vents violents, tempêtes de neige, incendies de forêt et tornades ont causé de nombreuses pannes de courant dans toute la province. Nos clients peuvent cependant compter sur une main-d'œuvre hautement qualifiée pour réagir rapidement en cas de panne et les collectivités peuvent se fier aux équipes mobiles issues des régions non affectées pour rétablir le courant rapidement. Ainsi, lorsqu'une panne de courant causée par un incendie de forêt a frappé la municipalité de Chapleau, des équipes d'urgence de Hydro One provenant des quatre coins de l'Ontario ont convergé vers la région touchée dès que l'incendie a été maîtrisé pour rebâtir 15 structures formées de poteaux simples et doubles.

IMPORTANCE ACCORDÉE À CHAQUE DOLLAR



Rentabilité

Depuis plus d'un siècle, le secteur de l'électricité en Ontario assure un approvisionnement en électricité sécuritaire, fiable et rentable.

Solide performance financière

En 2010, le total de produits s'est établi à 5 124 millions de dollars, soit 380 millions de dollars de plus qu'en 2009. Les produits tirés du transport se sont élevés à 1 307 millions de dollars, et les produits tirés de la distribution, à 3 754 millions de dollars, ce qui reflète les diverses hausses de tarifs visant à soutenir le programme de travaux nécessaires et l'incidence des températures plus élevées que la normale enregistrées au cours de l'été.

Nous avons également conservé une cote de crédit de « A », ce qui nous permet d'accéder au marché du crédit à long terme à un coût raisonnable, aspect essentiel à la réalisation de notre programme de travaux de manière rentable. Au cours de l'exercice écoulé, nous avons mené à bien un financement par emprunt de 1,5 milliard de dollars aux termes de notre programme de billets à moyen terme.

Mesures de réduction des coûts

À titre de plus importante société de transport et de distribution d'électricité en Ontario, Hydro One doit faire en sorte de concilier la notion de durabilité

des actifs et celle d'accessibilité économique des services d'électricité. Notre personnel, à tous les échelons, s'efforce de trouver des moyens de réduire les coûts et d'améliorer la productivité.

Hydro One a procuré une valeur accrue à ses clients et amélioré la productivité par les réalisations suivantes :

- Économie de 34 millions de dollars attribuable au passage à un mode de planification et de présentation de l'information normalisé.
- Mise en oeuvre d'un mode de lecture automatisé applicable aux compteurs intelligents qui devrait entraîner une réduction des coûts grâce à la lecture de compteurs et à la détection de défectuosités à distance, plutôt que par du personnel sur les lieux.

AFIN DE CRÉER DE LA VALEUR POUR NOS CLIENTS, NOUS DEVONS VEILLER À CE QUE CHAQUE DOLLAR DÉPENSÉ SOIT DÉPENSÉ JUDICIEUSEMENT. HYDRO ONE TROUVE DES MOYENS D'AMÉLIORER LA PRODUCTIVITÉ ET VISE À ÊTRE TRANSPARENTE ET RESPONSABLE DEVANT TOUS LES ONTARIENS.

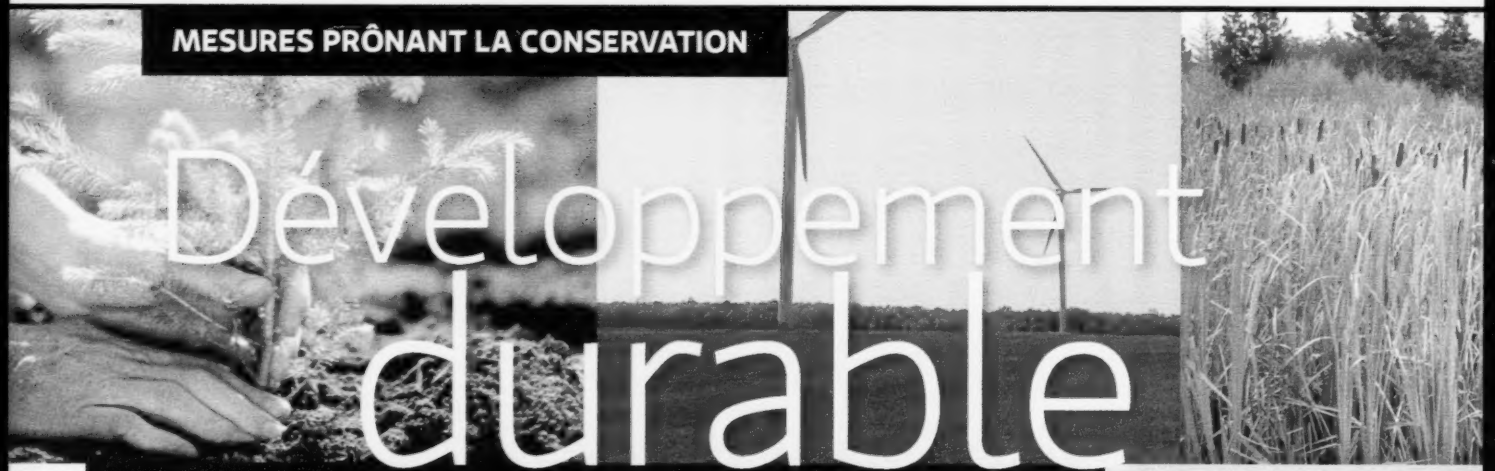
Mesures de la productivité

En 2009, nous avons adopté deux nouvelles mesures de performance rigoureuses, soit le coût par tranche de valeur d'actifs à l'égard de l'entreprise de transport et le coût par unité de longueur de ligne à l'égard de l'entreprise de distribution. En 2010, nous avons atteint les deux cibles visées, affichant un coût unitaire en pourcentage de 4,6 % pour ce qui est des actifs de transport et un coût unitaire de 6 600 $ par kilomètre de ligne de distribution. Nous continuerons à mesurer notre productivité et à la soumettre à des analyses comparatives chaque année, en visant le quartile supérieur, lorsque nous nous comparons aux entreprises de services publics comparables d'Amérique du Nord.

Raccordement de l'énergie renouvelable

Le raccordement au réseau de l'électricité produite à partir de sources solaire, éolienne, hydro-électrique ou de la biomasse permet à la province de remplacer l'électricité produite à partir du charbon par de l'énergie propre. Hydro One joue un rôle important dans le raccordement de projets liés à l'énergie renouvelable conformément au Programme de tarifs de rachat garantis (« TRG ») et au Programme de tarifs de rachat garantis pour les microprojets (« TRG pour les microprojets »). En 2010, nous avons raccordé 2 397 projets aux termes du programme de TRG pour les microprojets. Au total, depuis 2003, nous avons raccordé plus 2 000 mégawatts de production d'énergie renouvelable et plus de 4 500 mégawatts d'électricité produite à partir du gaz naturel, soit de quoi alimenter 42 000 foyers pendant un an.

En 2010, nous avons raccordé à notre réseau **2 937 projets aux termes du programme de TRG pour les microprojets.**



Développement durable

HYDRO ONE APPUIE L'ENGAGEMENT DES COLLECTIVITÉS ONTARIENNES MOBILISÉES POUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE. EN FAISANT DES CHOIX PLUS RESPECTUEUX DE L'ENVIRONNEMENT, LES EMPLOYÉS ET LES CLIENTS DE HYDRO ONE RÉDUISENT LEUR IMPACT ENVIRONNEMENTAL.

Choix plus respectueux de l'environnement

Le groupe Greener Choices, groupe environnemental formé d'employés de la société et géré par eux, a été créé en 2008 en vue de réduire les gaz à effet de serre produits par la société. Le groupe vise trois cibles principales, soit le parc de véhicules, les installations et les employés eux-mêmes. Des modifications écoénergétiques apportées au système d'éclairage de l'installation du système d'entretien central en 2010 ont entraîné une baisse de 280 000 kWh de la consommation d'électricité. Le groupe Greener Choices s'attaque également au parc de véhicules de Hydro One, prônant l'utilisation de véhicules hybrides et la mise au rancart de véhicules qui ne sont plus utilisés. Grâce à ces mesures et à d'autres du même ordre, le programme Greener Choices a réduit de 2 595 tonnes les émissions de CO_2 dans l'atmosphère en 2010, ce qui équivaut à retirer 500 voitures de la circulation.

Le programme Greener Choices a réduit **de 2 595 tonnes** les émissions de CO_2.

Entreprise de l'année en matière de développement durable

L'Association canadienne de l'électricité nous a décerné le titre d'entreprise de l'année en matière de développement durable, reconnaissant ainsi les efforts que nous déployons pour réduire notre impact environnemental dans tous les aspects de notre exploitation, y compris ceux qui visent notre parc de véhicules et nos installations, dans le cadre de nos programmes de conservation et de gestion de la demande et du soutien que nous accordons aux projets axés sur la biodiversité dans les collectivités.

Hydro One a reçu le prix annuel pour l'engagement en environnement décerné par l'Association canadienne de l'électricité, lequel souligne les mesures que nous avons prises en matière de biodiversité dans le cadre du projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton. Ces mesures visent à créer ou à améliorer des habitats naturels dans les collectivités touchées par le projet. Nous travaillons à cet effet en collaboration avec les Premières nations et les communautés métis ainsi qu'avec des organismes établis dans les collectivités et des parties prenantes.

Programmes de conservation et de gestion de la demande visant la clientèle

Hydro One favorise la mise en œuvre d'une culture de la conservation en Ontario et nos clients montrent la voie à suivre. En mettant au rancart leurs réfrigérateurs et congélateurs inefficaces et en apportant des améliorations écoénergétiques à leur domicile, 1,5 million de consommateurs ont ensemble généré des économies d'énergie de 500 millions de kWh depuis 2005, soit suffisamment d'électricité pour alimenter 42 000 foyers pendant un an, ce qui représente une réduction des gaz à effet de serre équivalant à plus de 86 000 tonnes de CO_2.

Nos clients ont contribué à réduire la demande d'électricité de **500 millions de kWh.**

Objectif zéro

La création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure passe par chacun de nos employés. À cet effet, le programme Objectif zéro a été mis sur pied en 2009 afin de mettre en lumière des occasions d'améliorer la performance de la société en matière de santé et de sécurité au travail. En 2010, le taux de fréquence des blessures nécessitant des soins médicaux par 200 000 heures travaillées s'est établi à 2,8 et le taux de fréquence des blessures avec perte de temps par 200 000 heures travaillées, à 0,05. Ces résultats sont meilleurs que nos cibles qui étaient de 3,6 dans le cas des blessures nécessitant des soins médicaux et de 0,23 dans le cas des blessures avec perte de temps.

HAUTE DIRECTION
DE HYDRO ONE

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction, Hydro One Inc.

Joe Agostino
Chef du contentieux

John Fraser
Premier vice-président, Audit interne et chef du risque

Peter Gregg
Vice-président directeur, Exploitation

Carmine Marcello
Vice-président directeur, Stratégie

Sandy Struthers
Vice-président directeur et chef des finances

RAPPORT DE GESTION

Nous établissons nos états financiers en dollars canadiens et selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009.

SOMMAIRE

Nous sommes détenus en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »), et nos activités de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »). Notre mission et notre vision ont été peaufinées pour traduire le rôle pivot que nous jouons dans l'économie de la province ainsi que celui de fournisseur d'infrastructures essentielles à l'ensemble de notre clientèle. Nous visons à être une société novatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos clients. Nous menons nos activités en tant qu'entreprise commerciale dotée d'un conseil d'administration indépendant. Notre plan stratégique s'inspire de nos valeurs, à savoir la santé et la sécurité, la gestion responsable, l'excellence et l'innovation. La sécurité revêt la plus haute importance, car notre milieu de travail peut poser des risques. Nous prenons très au sérieux les responsabilités qui nous incombent en tant qu'intendant d'actifs essentiels pour la province. Nous gérons ces actifs avec prudence et transparence tout en optimisant leur valeur commerciale et leur utilité pour notre clientèle. Notre recherche de l'excellence passe par la formation de notre personnel et par les moyens dont nous nous dotons pour rendre des services de grande qualité. Nous privilégions l'innovation puisque celle-ci nous d'accroître notre productivité et mettons au point de meilleures méthodes pour répondre aux besoins de nos abonnés. En 2010, nous nous sommes encore concentrés sur notre activité principale, nous avons maintenu, voire fortement amélioré, le rendement de divers aspects clés de la société, et nous avons grandement contribué à la modernisation du réseau d'infrastructures de l'Ontario tout en nous préparant à satisfaire aux exigences de la Loi sur l'énergie verte.

Nous gérons notre entreprise en observant la structure de gouvernance suivante :

Activité principale et stratégie	Principaux facteurs de rendement	Capacité de fournir des résultats	Résultats et perspectives

Activités principales et stratégies

Notre stratégie d'entreprise s'appuie sur notre mission, notre vision et nos valeurs. Nos buts stratégiques, dont il est fait mention ci-après, reprennent les valeurs fondamentales de notre entreprise. Notre stratégie touche tous les aspects de notre activité principale, à savoir la santé et la sécurité, nos abonnés, l'innovation, la fiabilité et l'efficacité de nos réseaux, l'environnement, notre personnel, la valeur pour l'actionnaire et la productivité.

Principaux facteurs de rendement

Nous avons établi les facteurs de rendement essentiels pour l'atteinte de nos buts stratégiques. Chaque facteur permet d'évaluer précisément notre réussite à l'égard de l'atteinte d'un but donné. Tous les ans, nous établissons des cibles de rendement propres à chaque facteur dans le but d'atteindre nos buts stratégiques au fil du temps. Ainsi, nous calculons la fréquence des blessures avec perte de temps et nécessitant des soins médicaux pour mesurer notre progrès dans la réalisation d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure ainsi que la durée et la fréquence des interruptions non prévues pour évaluer la réussite de nos mesures visant à accroître la fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution. La réduction des émissions de gaz carbonique témoigne de notre engagement envers la protection de l'environnement. Ces facteurs de rendement, entre autres, font partie de l'analyse de nos évaluations du rendement qui figure ci-après.

Capacité de fournir des résultats

Nous avons continué de suivre une démarche équilibrée reposant sur les résultats et avons établi 18 cibles souples pour 2010, alors que nous cherchons à gérer nos principaux facteurs de rendement et à obtenir des résultats, tous les ans sans exception. Au cours de l'exercice, nous avons atteint ou dépassé 14 des 18 de ces cibles, soit une amélioration par rapport à l'exercice précédent, alors que nous avions atteint ou dépassé 8 des 13 cibles souples. Nous sommes en voie de fournir une énergie propre et renouvelable en Ontario grâce à la mise en œuvre de notre projet entre Bruce et Milton, qui créera un nouveau corridor d'énergie propre en Ontario. Nous continuons à privilégier un milieu de travail sécuritaire, que nous avons doté cette année d'une nouvelle mesure de rendement. Nous avons dépassé de 78 % notre cible à l'égard des blessures avec perte de temps et de 22 % notre nouvelle cible portant sur la nécessité de soins médicaux. Nous nous efforçons de répondre aux besoins des abonnés dans un secteur de l'électricité en pleine mutation, et nous avons atteint un taux de satisfaction global de la clientèle des secteurs du transport et de la distribution de 89 %. Nous présentons une analyse complète des résultats de notre travail à cet égard à la rubrique « *Mesures et objectifs de rendement* » ci-après. Les risques inhérents au contexte de la réglementation en matière d'environnement, à notre entreprise, à notre personnel et à la conjoncture économique réduisent notre capacité à fournir des résultats dans chacun de nos domaines d'activité stratégiques. Ces risques, ainsi que nos stratégies visant à les atténuer, sont traités ci-après plus en détail.

Résultats et perspectives

En 2010, nos grands paramètres financiers sont demeurés solides, le bénéfice net de l'exercice s'établissant à 591 millions de dollars. Nos besoins en matière de produits tirés des entreprises de transport et de distribution approuvés par la CEO pour 2010 se sont élevés à respectivement 1 257 millions de dollars et 1 146 millions de dollars. Les tarifs approuvés appuient nos programmes de travaux requis pour soutenir notre infrastructure indispensable et investir dans un réseau d'électricité durable appuyant une production d'énergie renouvelable et plus propre. Nous avons maintenu une cote de solvabilité de catégorie « A », et avons réussi à obtenir du financement par emprunt de 1 500 millions de dollars, tout en remboursant une tranche de 600 millions de dollars sur la dette échéant au cours de l'exercice. Une analyse complète de nos résultats d'exploitation et de nos activités de financement est présentée ci-après.

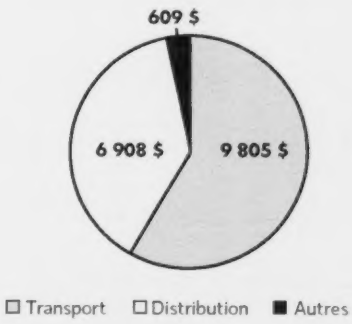
En 2010, nous avons engagé plus de 1,5 milliard de dollars au titre des dépenses en immobilisations pour améliorer la fiabilité et le rendement de notre réseau, pallier la vétusté du réseau électrique, permettre une nouvelle production et améliorer notre service à la clientèle. Nos dépenses en immobilisations futures estimatives pour 2011 et 2012 ont légèrement diminué par rapport à celles présentées précédemment en raison de diverses lettres reçues du ministre de l'Énergie, de la mise en œuvre d'un plan à long terme en matière d'énergie et d'une politique de la CEO visant l'instauration d'un système de concurrence pour l'aménagement de nouvelles lignes de transport. De même, nous avons retiré de nos dépenses prévues les exigences relatives aux projets de transport écologique visant de nouvelles lignes, et nous précisé nos exigences en vue de soutenir notre réseau de production distribuée. L'incidence de ces facteurs a été compensée en partie par les exigences visant notre réseau électrique existant. Nous continuons à nous efforcer de pallier la vétusté des infrastructures, notamment celle des postes essentiels qui répondent aux besoins du secteur et de raccordements des grands consommateurs. Une analyse plus complète des dépenses en immobilisations futures figure ci-après.

VUE D'ENSEMBLE

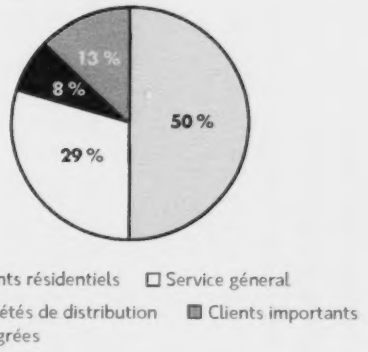
Transport

Notre société possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Notre réseau de transport constitue un réseau intégré qui est surveillé, contrôlé et géré à partir de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario. Notre réseau fonctionne sur des distances relativement longues et relie plusieurs installations de production importantes à des postes de transport et à des centres de distribution régionaux plus vastes. En 2010, les produits tirés du transport se sont élevés à 1 307 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 142 TWh d'électricité que nous avons acheminés directement ou indirectement à la quasi-totalité des consommateurs d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus par le truchement de 26 interconnexions. Celles-ci nous permettent d'importer environ 4 600 MW et d'exporter quelque 6 000 MW d'électricité. Au chapitre des actifs, notre entreprise de transport représente notre secteur d'activité le plus important puisqu'elle regroupe environ 57 % du total de nos actifs.

Total de l'actif
31 décembre 2010 (en millions de dollars CA)



Produits tirés de la distribution en 2010



Distribution

Notre réseau de distribution est le plus vaste en Ontario et couvre près de 75 % de la province. Il dessert quelque 1,3 million d'abonnés en milieu rural ou urbain, des entreprises de distribution locales (les « EDL ») raccordées au réseau de distribution et 412 clients importants. Nous exploitons aussi de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans diverses collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité provincial. En 2010, nous avons tiré de la distribution des produits qui totalisent 3 754 millions de dollars. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels génèrent environ la moitié de nos produits de distribution. Comme l'illustre le graphique ci-contre, environ la moitié des produits tirés de la distribution provient des abonnés résidentiels.

Divers

Le secteur d'activité Divers a dégagé des produits de 63 millions de dollars en 2010 et compte des actifs d'environ 609 millions de dollars, ce qui représente 3 % du total de nos actifs. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), qui commercialise une capacité de transport par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande, y compris un réseau optique spécialisé fournissant une connectivité sécuritaire de grande capacité à de nombreux centres de soins de santé en Ontario.

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mission, notre vision et nos valeurs. Notre mission et notre vision consistent à être une société novatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos clients. Nos valeurs reflètent nos croyances fondamentales, à savoir les suivantes :

Santé et sécurité. Rien n'est plus important que la santé et la sécurité de nos employés et de ceux qui exercent des activités sur notre propriété, ainsi que le maintien d'un environnement sans risque pour le public.

Excellence. Nous atteignons l'excellence grâce à nos programmes de formation continue, nous assurant d'être préparés et outillés pour donner un service de très grande qualité.

Gestion responsable. Nous investissons dans nos actifs et notre personnel de manière à bâtir un réseau d'électricité sécuritaire et durable sur le plan environnemental d'un point de vue commercial.

Innovation. Nous innovons grâce à de nouveaux processus, à notre personnel et à la technologie qui nous permettront de trouver de nouvelles solutions pour répondre aux besoins de notre clientèle.

Nous avons établi huit objectifs stratégiques qui sont inextricablement liés entre eux. Ils favorisent l'accomplissement de notre mission et la concrétisation de notre vision.

Créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure et assurer la sécurité du public. La santé et la sécurité doivent faire partie intégrante de l'ensemble de nos activités. Nous devons continuer à créer un engouement pour la prévention en matière de blessures. Nous allons renforcer notre culture en matière de sécurité déjà bien établie grâce à notre programme Objectif zéro (*Journey to Zero*) et atteindre des résultats de classe mondiale. Nous continuerons à soutenir que la santé et la sécurité de nos employés est ce qui prime.

Répondre aux besoins de nos abonnés. Nous respectons nos engagements, faisons de nos clients la pierre angulaire de notre planification, communiquons de manière efficace, coordonnons l'ensemble des unités d'affaires et optimisons les occasions d'améliorer notre image de marque.

Innover de manière continue. L'innovation est essentielle pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision. Elle constitue l'une de nos valeurs fondamentales. Au cours des deux prochaines décennies, nous proposerons des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience de nos réseaux de transport et de distribution et nous rehausserons la capacité de nos abonnés à mieux gérer leurs coûts d'énergie.

Bâtir et entretenir un réseau à la fois fiable et rentable. Notre stratégie en matière de transport consiste à maintenir, à l'échelle de la province de l'Ontario, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province, à gérer nos actifs vieillissants et à répondre à la demande d'électricité grâce à une expansion prudente et à un entretien efficace. Notre stratégie en matière de distribution est axée sur l'intégration d'une technologie dite « intelligente » qui assure la prestation d'un service fiable sur des territoires dont les conditions topographiques et climatiques sont variées, le soutien aux raccordements d'une énergie renouvelable et la recherche de l'efficience par la mise en œuvre de mesures visant à stimuler la productivité et par l'esprit d'ouverture face aux possibilités de rationaliser le secteur de la distribution.

Protéger et préserver l'environnement. Conformément à notre valeur portant sur la gestion responsable, nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie.

Rehausser notre gestion de talents. Nous sommes convaincus que notre principale force réside dans l'expertise de notre personnel. Pour maintenir cet avantage, nous devons régler la question de la structure démographique de la main-d'œuvre, de la diversité, du développement de compétences de base cruciales ainsi que la rétention des compétences et des connaissances. Notre stratégie en matière de main-d'œuvre nous permettra de réaliser des gains appréciables en ce qui concerne la souplesse de la main-d'œuvre, l'amélioration de la productivité et la réduction des coûts.

Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire. Nous nous sommes engagés à maintenir nos tarifs le plus bas possible pour nos clients et à offrir un revenu, notamment sous forme de dividendes, à notre actionnaire. Pour ce faire, nous continuerons à nous concentrer sur la réduction des coûts, sur la gestion efficace de nos actifs et sur l'accroissement de notre productivité.

Accroître notre productivité et notre rentabilité. Pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision, nous devons constamment chercher à rehausser notre productivité au moyen d'une gestion efficace des coûts. La productivité est l'un des éléments clés à l'atteinte de nos autres objectifs stratégiques et, en particulier, à la création de valeur pour nos clients et pour notre actionnaire.

Nous sommes conscients du rôle pivot que jouera l'innovation dans la construction d'un réseau électrique intelligent qui favorisera un environnement sain en Ontario. Nous entendons devenir le chef de file de notre secteur en mettant l'innovation au service de l'économie de la province et de ses résidents.

Mesures et cibles de rendement

Pour mesurer notre rendement et établir nos cibles de rendement, nous utilisons la méthode du tableau de bord prospectif. Tout au long de l'exercice, nous surveillons étroitement les principaux facteurs de rendement afin d'atteindre nos objectifs stratégiques. En 2010, nous avons atteint ou dépassé 14 de nos 18 cibles souples. Dans l'ensemble, nous progressons vers la réalisation de nos buts stratégiques.

Créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure et assurer la sécurité du public

La nature potentiellement dangereuse de notre entreprise exige que nous soyons continuellement axés sur la sécurité. Notre personnel étant l'âme qui anime notre entreprise, sa sécurité revêt la plus grande importance. Nos efforts visant à assurer un milieu de travail où il ne survient aucun accident sont évalués par la fréquence de nos blessures avec perte de temps et celle des soins médicaux requis par suite d'une blessure. Dans l'ensemble, nous avons dépassé notre cible ambitieuse de 2010, soit 0,23 blessure avec perte de temps par 200 000 heures travaillées, ce qui constitue également une nette amélioration par rapport à nos résultats de 2009. Nous avons également dépassé notre cible de 2010 de 3,6 blessures nécessitant des soins médicaux par 200 000 heures travaillées (les blessures nécessitant des soins médicaux sont des accidents signalés à la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail qui requièrent davantage que des premiers soins). Bien que nous surveillions de près ces deux aspects afin de déceler les situations qui présentent un risque potentiel de blessures, les blessures nécessitant des soins médicaux sont à l'avant-plan de nos préoccupations. Ces blessures sont variées, allant de la foulure à la blessure infligée par une décharge électrique. Nous ne cessons d'insister sur l'amélioration du rendement en matière de sécurité et nous cherchons à atteindre l'objectif d'aucune blessure avec perte de temps en nous assurant que l'ensemble du personnel a reçu une formation appropriée et est doté du matériel nécessaire pour faire face aux dangers. Par conséquent, nous encadrons le personnel et lui offrons du mentorat constamment et nous tirons parti de nos apprentissages et de l'expérience que nous acquérons.

À la fin de 2009, nous avons lancé l'Objectif zéro, nouveau programme visant à déterminer les principales occasions d'amélioration dans notre système de santé et de sécurité de manière à atteindre un rendement de classe mondiale. En 2010, dans le cadre de ce programme, nous avons formé un comité de direction, tenu des ateliers en vue d'établir les priorités à l'égard des occasions d'amélioration repérées en 2009 et dressé un plan d'action pour répondre à ces occasions prioritaires d'amélioration. En octobre 2010, nous avons eu le plaisir d'apprendre de la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents que nous avions passé avec succès la vérification d'optimisation de Sécurité avant tout, évaluation détaillée indépendante portant sur tous les aspects de notre programme de santé et sécurité en milieu de travail, notamment les politiques, les normes, la formation, la compilation des résultats, le rendement et la représentation des employés.

Nous poursuivons la promotion de la sécurité du public et de l'utilisation sécuritaire de l'électricité par de la publicité d'intérêt public et des programmes de sensibilisation dans les écoles afin d'apprendre aux enfants comment assurer leur sécurité. Nous continuons à collaborer avec les organismes d'application de la loi pour combattre le vol de cuivre, délit qui met en danger nos employés ainsi que le public.

Répondre aux besoins de nos abonnés

La satisfaction de la clientèle est essentielle à notre succès. Cette satisfaction est évaluée au moyen de sondages indépendants et de mesures transactionnelles, tous deux s'appliquant à chaque segment de notre clientèle. En 2010, le taux de satisfaction global des clients des secteurs de la distribution et du transport a dépassé nos objectifs. En ce qui a trait à notre entreprise de distribution, selon les résultats globaux du sondage, le taux de satisfaction de la clientèle s'est établi à 89 %, en hausse par rapport à notre cible de 81 %. Bien que nos résultats aient été conformes à ceux de l'exercice précédent en ce qui concerne les clients importants de notre secteur de la distribution et les clients des secteurs résidentiel et des petites entreprises, le taux de satisfaction des producteurs branchés à notre réseau de distribution a sensiblement augmenté. Le taux de satisfaction de ce groupe est attribuable au fait que nous avons travaillé à la résolution des questions soulevées dans le sondage de l'an dernier, établi clairement les processus et amélioré la communication avec les clients. Le volume des demandes de raccordement a augmenté et nous concentrons de nouveau nos efforts sur la gestion des attentes des clients.

En ce qui concerne nos clients du secteur du transport, les résultats liés aux EDL ont été légèrement inférieurs aux prévisions. Nous analysons ces résultats afin d'améliorer les processus au cours du prochain exercice. Toutefois, les résultats de notre sondage sur la satisfaction des clients pour l'ensemble du secteur du transport ont été compensés par l'accroissement marqué de la satisfaction des producteurs branchés à notre réseau de transport attribuable aux efforts que nous avons déployés pour résoudre les questions soulevées dans le sondage de l'an dernier. Nous poursuivons notre recherche de l'excellence en matière de service à la clientèle, car les abonnés demeurent pour nous une priorité de premier ordre. Voilà pourquoi nous mettons en œuvre des stratégies ciblées pour combler les besoins propres à chaque segment de notre clientèle et que nous recourons à une panoplie de mesures pour résoudre les questions soulevées par nos clients afin d'accroître leur satisfaction.

Innover de manière continue

Nous cherchons à concevoir et à proposer des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience de nos services d'électricité et qui fourniront à nos clients les outils nécessaires pour qu'ils puissent mieux gérer leur consommation d'énergie. Parmi les mesures continues en matière d'innovation en 2010, mentionnons l'installation de compteurs intelligents qui demeure une priorité. Jusqu'à présent, nous avons installé plus de 1 314 000 compteurs intelligents dont environ 1 140 000 sont adaptés au mode de tarification en fonction de la période d'utilisation. Ceci représente une avancée importante dans le cadre du déploiement de compteurs intelligents. En raison des difficultés que nous avons rencontrées avec le réseau de communication, nous n'avons pas été en mesure d'atteindre notre cible en matière de déploiement de compteurs adaptés au mode de tarification en fonction de la période d'utilisation, soit de 1 170 000 compteurs, nécessaires pour répondre aux besoins divers de l'ensemble des régions de la province. Nous prévoyons toujours respecter nos engagements à l'égard de la CEO en 2011.

Dans le cadre des mesures en matière d'innovation continue, nous avons instauré, au cours de l'exercice, une nouvelle mesure de surveillance de l'efficacité énergétique qui fait partie intégrante de la Loi sur l'énergie verte. Parmi ces mesures, mentionnons la mise en place d'un réseau de communication dans la zone Greater Owen Sound pour tester des applications commerciales en vue d'un réseau d'électricité intelligent, l'élaboration d'une analyse de rentabilité en vue du déploiement futur du réseau de communication à l'échelle de la province et la mise en œuvre de solutions en matière de services publics en vue de surmonter les difficultés entourant actuellement l'installation et l'exploitation d'un grand nombre de sources de production d'électricité sur notre réseau de distribution. Nous avons atteint l'ensemble des 12 jalons liés à ces mesures.

Bâtir et entretenir un réseau à la fois fiable et rentable

En tant qu'intendant du réseau d'électricité de la province, nous cherchons à maintenir et à approfondir la confiance qu'inspirent nos activités. En 2010, nous avons continué d'axer nos efforts sur cette priorité stratégique en investissant dans les principaux actifs du réseau de distribution d'électricité et en exploitant le réseau existant de manière sécuritaire, fiable et efficace. De plus, notre but est de répondre à la demande croissante de production d'énergie renouvelable. La fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution est évaluée par la durée des interruptions de service imprévues tout au long de l'exercice, et notre réseau de transport est aussi évalué sur la fréquence des interruptions de service imprévues. En 2010, nous avons atteint nos cibles en matière de fiabilité de notre réseau de transport sur le plan de fréquence des interruptions et de leur durée. La fréquence des interruptions imprévues de nos clients du secteur du transport est conforme à sa cible pour l'exercice. La durée des interruptions imprévues de nos clients du secteur du transport a été de 9,1 minutes, soit une amélioration significative par rapport à la cible de 16,0 minutes et une baisse importante par rapport aux 19,7 minutes en 2009.

En raison de nombreuses difficultés éprouvées au cours du dernier trimestre de l'exercice, la fiabilité de notre réseau de distribution a été touchée de manière défavorable en termes de durée des interruptions. La fiabilité de notre réseau de distribution a subi l'incidence de deux fortes tempêtes hivernales. La durée des interruptions pour nos clients du secteur de la distribution a été de 7,1 heures, soit 0,2 heure de plus que la cible visée et 0,1 heure de plus que l'exercice précédent. Nous sommes conscients que les abonnés résidentiels et les entreprises, toutes tailles confondues, exigent un service fiable et, par conséquent, nous visons toujours à améliorer la fiabilité tant de notre réseau de transport que de celui de la distribution.

Protéger et préserver l'environnement

En qualité de gestionnaire d'un vaste portefeuille d'actifs du secteur de l'électricité, nous avons mis de l'avant plusieurs projets environnementaux qui visent à instiller, dans notre culture d'entreprise, le souci de la protection de l'environnement. En 2010, nous avons évalué deux principaux paramètres relativement au projet de Bruce à Milton et aux réductions des émissions de gaz à effet de serre. Nous avons atteint les jalons que nous avions ciblés à l'égard du projet de Bruce à Milton, qui créera un nouveau corridor d'énergie propre en Ontario. La réussite en temps voulu du projet de Bruce à Milton augmentera la capacité de transport et permettra la livraison de 1 700 MW d'énergie renouvelable produite à partir des installations recensées dans la région et près de 1 500 MW d'électricité tirée des réacteurs remis à neuf de la centrale Bruce. Le 16 décembre 2009, nous avons reçu l'approbation conditionnelle de l'évaluation environnementale pour le projet. La préparation de cette évaluation environnementale a demandé trois ans de travaux techniques et environnementaux sur le terrain, ainsi que des consultations exhaustives avec les propriétaires de terrains, les groupes d'intérêts, les représentants élus, les Premières nations et les communautés métis. Au cours de l'exercice, l'Association canadienne de l'électricité a reconnu nos efforts soutenus en matière de biodiversité pour le projet de Bruce à Milton en nous octroyant un prix pour notre engagement à l'égard de la protection de l'environnement, soit l'Environmental Commitment Award. Notre programme de biodiversité va au-delà de notre approche traditionnelle en matière de biodiversité au

moyen de l'utilisation de façons novatrices d'atténuation de l'effet du défrichement de terres à bois. Il donnera lieu et soutiendra un bon nombre de possibilités de gestion responsable et de biodiversité, notamment le reboisement de prairies, l'élimination d'espèces envahissantes et la régénération des forêts dans les collectivités touchées par le projet de Bruce à Milton. Nous finançons 23 projets de biodiversité conçus à l'échelle locale et établis sur des terres publiques dans quatre bassins hydrologiques que traverse le projet de Bruce à Milton. Ces projets permettront d'assurer un environnement durable et maintiendront, voire amélioreront, les habitats naturels. Ce programme est mis en œuvre en collaboration avec les Premières nations et les communautés métis ainsi qu'avec des intervenants et des organismes communautaires.

Nous nous acquittons de notre responsabilité dans la réduction de l'empreinte carbonique. Nous n'avons pas atteint notre cible globale en matière d'émissions de gaz à effet de serre parce que nous n'avons pas été en mesure de vérifier nos résultats à l'égard de notre cible visant spécifiquement la réduction des émissions d'hexafluorures de soufre. Nous avons en revanche dépassé notre cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre en ce qui a trait à d'autres programmes. En 2010, nous avons réduit de près de 2 595 tonnes métriques les gaz à effet de serre dans l'environnement, dépassant notre cible de 1 250 tonnes métriques grâce à nos autres mesures portant sur l'amélioration de la livraison de biodiesel à Hydro One Remotes, l'efficacité améliorée de l'utilisation des parcs de véhicules, notamment le programme Tire Smart, l'achat de véhicules à faible consommation et hybrides et les mesures en matière d'énergie verte à nos installations. Notre engagement continu envers les Ontariens a été reconnu de nouveau par Corporate Knights Inc., société indépendante qui s'attache à promouvoir et à renforcer le développement durable au Canada. Nous faisons partie des cinq entreprises socialement responsables au Canada, notre troisième nomination parmi les dix meilleures entreprises en trois ans.

Notre politique environnementale peut être consultée publiquement et nous sommes engagés à protéger l'environnement pour les générations actuelles et futures. Nous adhérons à cette politique, et nous avons mis sur pied plusieurs projets au sein de la société qui sont axés sur le respect de notre engagement à protéger l'environnement. Certains de ces projets sont rattachés à des mesures de rendement particulières. Tous nos projets en matière d'environnement font partie intégrante d'un programme de choix plus écologiques interne (Greener Choices). Ce programme a été mis sur pied pour nous aider à devenir plus efficaces en matière d'énergie et à réduire nos émissions et l'incidence sur l'environnement de notre parc de véhicules et de nos installations. Nos projets sont groupés en quatre catégories, à savoir aider nos employés à être plus sensibilisés aux moyens à prendre pour réduire leur empreinte sur l'environnement, établir une culture de conservation au sein de la société, rendre nos installations plus efficaces sur le plan énergétique et réduire les émissions de notre parc de véhicules.

Rehausser notre gestion de talents

Avec le départ à la retraite attendu de nombreux employés, nous entrons dans une période de profonds changements démographiques. Ces changements toucheront l'ensemble du secteur de l'électricité, et nous avons remplir le rôle de leader afin de faciliter la transition. Nous avons instauré un programme dynamique de renouvellement de la main-d'œuvre, duquel découlera une main-d'œuvre diversifiée et pleinement engagée. Outre un partenariat avec quatre collèges communautaires, nous avons resserré nos liens avec plusieurs universités canadiennes dans le cadre d'une stratégie globale visant à combler nos besoins en personnel pour de nombreuses années à venir. Nous avons également contribué à la mise sur pied du Centre for Urban Energy (le « Centre ») de l'Université Ryerson. Notre but consiste à attirer et à conserver ceux qui seront les futurs leaders du secteur en présentant Hydro One comme un employeur de prédilection. De plus, nous cherchons à faciliter le maintien en poste et le mentorat en misant sur la motivation des employés. Nous mesurons cette motivation dans les unités d'affaires au moyen d'un sondage confidentiel sur ce sujet. En 2010, la note moyenne générale a été de 3,70 sur 5, une progression par rapport à la note de 3,63 recueillie en 2009, mais un résultat légèrement inférieur à la cible de 3,73 pour 2010. Les résultats détaillés du sondage de 2010 seront utilisés pour traiter activement les secteurs moins performants et mettre en œuvre avec efficacité des stratégies ciblées visant à accroître la motivation.

Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire

En 2010, nous avons encore respecté nos engagements qui consistent à maintenir de solides paramètres financiers. Nos objectifs portaient sur le bénéfice net et nos cotes de solvabilité et ils ont tous deux été atteints. Le bénéfice net de l'exercice a dépassé la cible en raison de la hausse des températures au cours de l'été et conjuguée à la gestion efficace des coûts. Une analyse de nos résultats financiers ainsi que de notre situation de trésorerie et de nos sources de financement est présentée ci-après.

Ce rendement ainsi que le contexte commercial dans lequel nous menons nos activités comptent parmi les facteurs qui déterminent nos cotes de solvabilité à court et à long terme. En 2010, nos cotes de solvabilité à court et à long termes n'ont pas changé. Les cotes de solvabilité sont attribuées par DBRS Limited, Moody's Investors Service Inc. et Standard & Poor's Rating Services Inc. (S&P). Le maintien des cotes de solvabilité dans la catégorie « A » nous permet de toujours accéder aux marchés du crédit à long terme. Nous avons été en mesure d'obtenir du financement par emprunt suffisant et ayant un bon rapport coût-efficacité. Nos cotes de solvabilité actuelles facilitent un accès continu, à un coût raisonnable, aux marchés du crédit afin de financer les besoins en infrastructure de nos réseaux.

Rehausser notre productivité et notre rentabilité

En 2010, nous avons encore axé nos efforts sur la productivité au travail et sur la contribution de celle-ci en tant que catalyseur de nos programmes de travaux. Pour notre entreprise de transport, la productivité est évaluée en fonction du coût par valeur d'actif, calculé comme étant les dépenses au titre du programme d'immobilisations et d'entretien en pourcentage des actifs du réseau de transport. Pour notre entreprise de distribution, le calcul est normalisé en fonction de la longueur des lignes étant donné la nature rurale de notre territoire de service. Les cibles pour les deux mesures consistaient à atteindre des résultats se situant dans le premier quartile en regard des entreprises de services publics nord-américaines comparables. Pour l'exercice, la productivité en matière de transport et de distribution a été conforme à la cible de ces deux secteurs.

Deux autres mesures liées à l'entreprise ont été instaurées cette année. Le Collaborative Planning Index mesure l'efficacité du flux de travail entre les principales unités d'affaires attribuable à une meilleure intégration et au travail d'équipe. L'autre nouvelle mesure évalue les économies tirées de notre projet de remplacement et de mise à niveau des systèmes d'information mené dans l'ensemble de l'entreprise mis en place en 2009. En 2010, nous avons légèrement dépassé notre cible de 85 % lié au Collaborative Planning Index, mesure déterminée selon la moyenne de trois paramètres liés au travail, à la planification et au passage des commandes. Nous avons également dépassé notre cible de 28 millions de dollars en matière d'économies, laquelle était liée à notre projet de remplacement et de mise à niveau des systèmes d'information mené dans l'ensemble de l'entreprise. Les économies se sont établies à environ 34 millions de dollars. Nous continuerons de nous appuyer sur le succès de notre nouveau système d'information à l'échelle de la société pour augmenter la rentabilité des étapes de planification, de traitement et d'exécution de notre programme de travaux et ainsi réduire les coûts de main-d'œuvre unitaires.

RÉGLEMENTATION

Nos activités de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. Cet organisme établit les tarifs à la suite d'audiences publiques écrites ou verbales. Nos produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, lesquels sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution résultent surtout de nos tarifs de distribution, qui sont eux aussi fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et du recouvrement des coûts d'achat de l'électricité que consomme notre clientèle. Par conséquent, notre entreprise de distribution est à l'abri du risque de prix. Les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur des besoins approuvés en matière de produits qui prévoient le recouvrement des coûts et tiennent compte d'un rendement des capitaux propres ordinaires présumés. De plus, la CEO approuve des tarifs provisoires afin de permettre le recouvrement ou le règlement d'actifs et de passifs réglementaires précis au cours d'une période donnée.

Tarifs d'électricité

Selon la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille tarifaire réglementée (la « GTR »), et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient une combinaison de prix réglementés, de prix contractuels et de prix sur le marché de gros au comptant. La CEO fixe les prix pour les clients admissibles à la GTR à partir d'une structure tarifaire à deux niveaux qui comporte des seuils de consommation saisonnière. Les déficits ou paiements excédentaires imprévus associés à la GTR sont temporairement financés par l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO »). Les prix sont revus tous les six mois et peuvent changer selon les prévisions mises à jour par la CEO et tout écart cumulé entre le montant que les abonnés ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs au cours de la période précédente. Depuis le 1er mai 2010, nous avons commencé à faire passer nos abonnés à un mode de tarification fondé sur la période d'utilisation et avons mis en place un plan de manière à convertir la plupart de nos abonnés admissibles à la GTR à la facturation selon la période d'utilisation en 2011. Le 16 septembre 2010, nous avons déposé une demande auprès de la CEO afin d'être

exemptés de l'obligation de facturer selon la période d'utilisation environ 150 000 clients de régions rurales et peu peuplées de notre territoire de service, lesquelles n'ont pas actuellement accès à l'infrastructure de télécommunications des compteurs intelligents. Au début de 2011, la CEO a approuvé notre demande d'exemption jusqu'à la fin de 2012.

Comme elle l'avait annoncé dans sa mise à jour économique de l'automne 2010, la province a adopté la *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre*, qui vise à aider les consommateurs d'électricité en Ontario dans la transition vers un réseau électrique plus propre. En vertu de cette loi, les consommateurs résidentiels, les fermes et les petites entreprises admissibles reçoivent une aide financière correspondant à un crédit de 10 %, relativement à leurs coûts totaux d'électricité facturés, compte tenu des taxes. Cette aide offerte aux abonnés admissibles est d'une durée de cinq ans, à compter du 1er janvier 2011. En janvier 2011, nous avons émis nos premières factures aux abonnés reflétant le crédit de 10 % sur leurs coûts d'électricité.

Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR et les clients du marché de gros paient le prix du marché de l'électricité ajusté pour tenir compte de l'écart entre ce prix et ceux versés aux producteurs en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de gros ainsi que du maintien de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

Loi sur l'énergie verte et plan à long terme en matière d'énergie

En plus du rôle de supervision joué par la CEO et de ceux de surveillance et de coordination confiés à la SIERE, l'OEO a été créée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* pour, entre autres rôles, assurer l'approvisionnement à long terme en électricité, faciliter la gestion et la conservation de la puissance appelée et favoriser la stabilité des tarifs exigés des clients admissibles à la GTR. Dans le cadre de son mandat et conformément à l'orientation de la province en matière de mixité des sources d'approvisionnement, l'OEO a mis au point le Plan pour le réseau d'électricité intégré (le « PREI ») qui a été remis en août 2007 à la CEO à des fins d'examen et d'approbation. Le 17 septembre 2008, le gouvernement de l'Ontario a demandé à l'OEO de réviser une partie du PREI proposé afin de mettre l'accent sur l'énergie renouvelable et la conservation des ressources énergétiques, ainsi que d'entreprendre un processus amélioré de consultation des Premières nations et des communautés métis. Par suite de la directive du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, le CEO a suspendu son examen du PREI le 2 octobre 2008.

Le 14 mai 2009, la Loi sur l'énergie verte a été adoptée par l'Assemblée législative de l'Ontario. Le 21 septembre 2009, en vue de soutenir la Loi sur l'énergie verte et d'aider au transport d'énergie renouvelable sur le réseau, nous avons reçu une lettre de l'ancien ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure nous demandant d'entreprendre, dans les plus brefs délais, la planification et la mise sur pied de 20 projets de transport importants. Le 7 mai 2010, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure nous a demandé de nous concentrer sur les éléments essentiels à l'exploitation sécuritaire et fiable de nos actifs existants ou sur les projets actuellement en cours et approuvés par la CEO, ou sur les éléments qui sont essentiels au raccordement de projets de production d'énergie renouvelable déjà désignés par l'OEO comme faisant partie des priorités du gouvernement en matière d'énergie verte. Par conséquent, nous avons décidé de suspendre nos travaux portant sur les 20 projets de transport importants. Le 26 août 2010, la CEO a rendu publique sa nouvelle politique intitulée *Framework for Transmission Project Development Plans*. Cette politique fixe un cadre pour les nouveaux investissements dans le transport en Ontario en instaurant un système de concurrence pour l'aménagement de nouvelles lignes de transport au moyen d'une invitation ouverte à soumissionner.

Une modification des conditions des permis réputées de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, présentée dans la Loi sur l'énergie verte, exige que les distributeurs fournissent un accès prioritaire au raccordement aux installations de production d'énergie renouvelable admissibles et préparent des plans à soumettre à l'approbation de la CEO indiquant les mesures d'élargissement ou de renforcement du réseau de distribution nécessaires pour permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable.

L'OEO continue à acquérir d'autres sources d'énergie renouvelable et plus propre en Ontario. Le 1er octobre 2009, l'OEO a lancé le Programme de tarifs de rachat garantis (le « TRG ») conformément à la directive reçue du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure. Ce programme vise l'acquisition d'une quantité pouvant aller jusqu'à 50 MW d'énergie provenant d'une grande variété de sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, solaire, photovoltaïque, bioénergétique et hydraulique.

Le 23 novembre 2010, le ministère de l'Énergie a annoncé le plan à long terme en matière d'énergie de l'Ontario qui établit les besoins prévus en électricité de la province jusqu'en 2030 et soutient les efforts continus d'une production d'énergie renouvelable et plus propre. Le plan à long terme en matière d'énergie porte sur sept principaux aspects : demande, approvisionnement, conservation, transport, communautés autochtones, dépenses en immobilisations et prix de l'électricité. Par suite de la diffusion de son plan à long terme en matière d'énergie, la province a publié un projet de directive sur l'approvisionnement diversifié aux fins de consultation. Le projet de directive sur l'approvisionnement diversifié énonce les buts à atteindre au moyen d'un nouveau plan à long terme détaillé et donner des directives à l'OEO en vue de la préparation du PREI afin de réaliser ces buts, tel qu'il est établi dans le plan à long terme en matière d'énergie. La période des commentaires sur le projet de directive sur l'approvisionnement diversifié prend fin le 7 janvier 2011. L'OEO devrait rendre publique la directive sur l'approvisionnement diversifié, laquelle constituera les fondements d'un nouveau PREI. Il prévoit transmettre à la CEO une nouvelle version du PREI en 2011 aux fins d'examen et d'approbation.

Le projet de directive sur l'approvisionnement diversifié remis à l'OEO précise cinq projets de transport prioritaires sur une période de sept ans. Le 22 décembre 2010, nous avons reçu une lettre du ministre de l'Énergie mettant à jour la lettre du 21 septembre 2009 du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure et nous demandant d'entreprendre, dans les plus brefs délais, les travaux de planification et d'aménagement nécessaires en vue de l'avancement de trois des projets selon une procédure accélérée, de concert avec l'OEO et la SIERE. En outre, on nous a demandé de dresser un plan en vue d'établir les priorités de notre projet de mise à niveau des systèmes d'information dans le cadre des mesures d'économies des coûts en vue de l'aménagement sécuritaire et fiable d'autres énergies renouvelables pour les petits projets de production (se reporter à la rubrique « Dépenses en immobilisations futures »).

La Loi sur l'énergie verte définit un cadre de travail pour les projets d'énergie renouvelable et la conservation accrue. Un certain nombre de règlements et de programmes requis pour mettre entièrement en application la loi ont été promulgués dans la dernière partie de 2009.

Codes des réseaux de transport et de distribution

En 2009, la CEO a entrepris un examen de ses codes, règlements et directives dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte. Le 20 octobre 2009, la CEO a parachevé les modifications au Code des réseaux de transport (le « CRT »), et a adopté une démarche « hybride » pour répartir la responsabilité des coûts entre les transporteurs et les producteurs pour les installations d'implantation. Les installations d'implantation sont des lignes ou des postes permettant de raccorder deux installations de production d'énergie renouvelable ou plus au réseau de transport. La solution hybride voit initialement un regroupement des coûts des lignes d'implantation par le transporteur, les producteurs payant leur quote-part en fonction de leur capacité lorsqu'ils seraient prêts à se raccorder. Pour être admissibles à ce traitement des coûts, les installations d'implantation doivent satisfaire certaines exigences précises présentées dans le CRT.

Les modifications au Code des réseaux de distribution (le « CRD »), parachevées le 21 octobre 2009, révisaient la démarche de la CEO et répartissaient la responsabilité des coûts entre un distributeur et un producteur pour le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable. La CEO a défini trois types d'actifs de distribution associés au raccordement au réseau de production d'énergie renouvelable : actifs de raccordement, actifs d'agrandissement et améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable. Pour les producteurs qui se raccordent directement à un réseau de distribution, les coûts des actifs de raccordement seront encore pris en charge par les producteurs. Par ailleurs, les distributeurs devront financer tous les frais d'agrandissement figurant dans un plan, les autres frais d'agrandissement demandés par le producteur jusqu'à concurrence de 90 000 $/MW par projet (le producteur payant le reste) et toutes les améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable.

Le 30 juin 2010, Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), conformément à notre entreprise de distribution, a déposé une demande auprès de la CEO en vue d'être exemptée de certaines règles visant les responsabilités de coûts prévues par le CRD relativement aux projets de production distribuée en vertu du *Renewable Energy Standard Offer Program* (le « RESOP »). La demande portait sur la prise en charge de coûts imprévus découlant du raccordement de certaines installations de production d'énergie renouvelable pour les producteurs. Ces producteurs nous ont demandé de se raccorder à notre réseau avant que les modifications ne soient apportées au code le 21 octobre 2009. En vertu des règles en vigueur à ce moment, l'ensemble des coûts de raccordement était pris en charge par les producteurs, et nous avons déposé une demande en vue d'être exemptés de ces règles pour permettre le recouvrement des dépenses imprévues auprès des contribuables. Le 20 décembre 2010, la CEO a rendu publique sa décision approuvant les comptes de reports pour tenir compte des dépenses devant être reportées aux fins d'examen et d'approbation au cours de la prochaine demande de coûts de prestation du service.

Conservation et gestion de la demande

En 2009, l'OEO a été encore chargée de coordonner l'exécution et le financement de programmes de conservation et de gestion de la demande (les « CGD »). Ce travail de coordination fait suite aux mesures prises par des EDL, y compris les activités de distribution de nos filiales Hydro One Networks et Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), en raison des exigences des programmes de la CEO eu égard au taux de rendement ajusté au marché de troisième phase. Nos programmes de CGD financés par le biais de l'OEO en 2010 se sont élevés à environ 31 millions de dollars comparativement à 16 millions de dollars en 2009. La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, modifiée par la Loi sur l'énergie verte, prévoit que la CEO pourrait devoir prendre des mesures pour établir des cibles de CGD que doivent atteindre les EDL et d'autres titulaires de permis. La directive du ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure du 31 mars 2010 a établi une cible de CGD à l'échelle de la province pour les EDL de l'Ontario. Les deux principales cibles de CGD visant les EDL pour une période de quatre ans à compter du 1er janvier 2011 sont le retrait de 1 330 MW de la demande de pointe estivale de la province et des économies d'énergie cumulatives de 6 000 gigawattheures, collectivement.

Le 22 juin 2010, la CEO a annoncé, en vertu de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1998*, la création d'un code de CGD envisagé pour les distributeurs d'électricité. Le nouveau code propose des cibles de CGD pour tous les distributeurs d'électricité autorisés, comme l'a demandé plus tôt cette année le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure. Les cibles globales proposées pour notre société en ce qui a trait à la réduction de la demande provinciale d'électricité en période de pointe et à la réduction de la consommation d'électricité sont respectivement de 256 MW et de 1 208 GWh, soit respectivement 19,2 % et 20,1 % des économies totales ciblées pour l'ensemble des EDL. Le code de CGD prévoit également des conditions et des règles que les EDL doivent suivre si elles choisissent d'utiliser les programmes de CGD approuvés par le CEO afin de respecter leurs cibles de CGD. Le 1er novembre 2010, l'entreprise de distribution d'Hydro One Networks a présenté sa stratégie en matière de CGD et sa demande au programme de CGD à la CEO conformément aux exigences du code de CGD. Une audience orale portant sur l'examen et l'approbation de notre demande aux programmes de CGD et leur financement devrait commencer en mars 2011.

La *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* précise les objectifs généraux en matière de CGD en établissant un cadre pour l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et petites entreprises ontariennes d'ici le 31 décembre 2010. Ces compteurs devraient être en mesure de calculer et de signaler la consommation pendant des périodes préétablies, leur lecture étant effectuée à distance, et, s'ils sont combinés à des systèmes de communication, ils donneront aux clients accès à de l'information concernant leur consommation. En 2007, la province a nommé la SIERE à titre d'entité provisoirement responsable des compteurs intelligents et chargée de surveiller la collecte et la gestion des données. Les EDL, y compris notre entreprise de distribution, sont responsables du déploiement de l'infrastructure des compteurs intelligents et de la technologie de communication nécessaire, afin de respecter les exigences minimums définies dans les règlements, ainsi que de la mise en œuvre de tarifs selon la durée de la consommation. En 2010, nous demeurerons centrés sur l'établissement d'une solution de distribution de pointe qui tirera parti de notre investissement dans les compteurs intelligents requis pour procéder au raccordement et à la gestion de gros volumes de production distribuée dans notre réseau de distribution (se reporter à la rubrique « *Dépenses en immobilisations futures* »).

Cadre réglementaire renouvelé

Le 27 octobre 2010, la CEO a annoncé qu'elle renouvelait son cadre réglementaire afin de rendre compte de l'importance des investissements futurs destinés au réseau. Ce cadre réglementaire renouvelé sera conçu selon trois mesures stratégiques. D'abord, la CEO réexaminera sa méthode de planification des investissements destinés au réseau par les transporteurs et les distributeurs, notamment la prise en compte de moyens d'inciter les distributeurs et les transporteurs de prévoir leurs investissements en gardant à l'esprit l'incidence globale sur la facture. Ensuite, elle passera en revue sa politique en matière de réduction des tarifs en examinant d'autres approches et d'autres traitements des tarifs qui atténueraient l'incidence des hausses de tarifs ou de factures sur les consommateurs. Pour terminer, la CEO passera en revue sa politique actuelle en matière de tarification pour s'assurer qu'elle continue à faciliter la mise en œuvre efficiente et rentable des plans qu'elle approuve.

Tarifs de transport

Hydro One Networks

La SIERE facilite le règlement des paiements qui nous sont destinés grâce aux tarifs de transport uniformes de l'Ontario (les « TTU ») qu'approuve la CEO pour tous les transporteurs de la province.

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant notre demande de tarifs de transport pour 2007 et 2008. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé le retrait des passifs au titre des frais d'exportation et de transit et de l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport lequel a été intégré dans les tarifs et a donné lieu à des remboursements aux abonnés au cours de la période de quatre ans terminée le 31 décembre 2010.

Le 30 mai 2008, nous avons déposé auprès de la CEO une demande d'ajustement, en date du 1er janvier 2009, des TTU qui s'appliquent à notre entreprise de transport. Le 28 août 2008, la CEO a approuvé cette demande, s'appuyant à cette fin sur les besoins en matière de produits qu'elle avait approuvés pour 2008 et compte tenu du remboursement intégral aux abonnés des montants prévus en vertu du mécanisme de partage du bénéfice (le « MPB ») et du compte de reports lié aux produits (le « CRLP ») au 31 décembre 2008. Cette approbation a donné lieu à une augmentation moyenne de quelque 9 % des produits qui seront gagnés conformément aux TTU ainsi qu'à une hausse d'environ 1 % du total de la facture moyenne du consommateur.

Pour obtenir le financement qu'exige l'infrastructure requise, Hydro One Networks a déposé, en septembre 2008, une demande de tarifs de transport pour 2009 et pour 2010. Cette demande visait l'approbation par la CEO des besoins en matière de produits d'environ 1 233 millions de dollars pour 2009 et 1 341 millions de dollars pour 2010, selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,53 % et de 9,35 % respectivement en 2009 et en 2010. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu sa décision concernant cette demande de tarifs de transport. La décision, qui a pris effet le 1er juillet 2009, a donné lieu à une diminution des besoins en matière de produits de 1 180 millions de dollars pour 2009 et de 1 240 millions de dollars pour 2010, en raison essentiellement de la baisse des taux de rendement des capitaux propres approuvés de respectivement 8,01 % et 8,16 % . La CEO a refusé, dans sa décision, des dépenses en immobilisations de mise en valeur de 180 millions de dollars pour 2010, mais elle a accepté de réexaminer les projets si de nouveaux éléments probants lui étaient fournis. Le 4 septembre 2009, Hydro One a déposé de nouveaux éléments probants à l'égard de deux projets, lesquels visent des dépenses en immobilisations de 160 millions de dollars environ. Le 16 décembre 2009, la CEO a approuvé que les éléments probants supplémentaires soient pris en compte dans le cadre de l'établissement des tarifs de Hydro One Networks pour 2010. Les besoins en matière de produits ont donc été révisés, et portés à 1 257 millions de dollars pour 2010, compte tenu d'un taux de rendement des capitaux propres mis à jour de 8,39 % pour 2010. Ces décisions ont donné lieu à une augmentation des tarifs de transport d'environ 2 % et 9 % pour respectivement 2009 et 2010, soit moins de 1 % d'augmentation sur le total de la facture moyenne annuelle de l'abonné.

Le 11 décembre 2009, la CEO a publié son rapport définitif sur l'examen du coût du capital, lequel a conclu que la formule fondée sur le taux de rendement des capitaux propres devait être rajustée et améliorée. Le 5 janvier 2010, nous avons déposé une requête auprès de la CEO afin que cette dernière révise certains aspects de sa décision concernant nos tarifs de transport de 2010, notamment que le taux de rendement des capitaux propres utilisé dans le calcul des besoins en matière de produits en 2010 soit portés de 8,39 % à 9,75 % selon la nouvelle formule approuvée par la CEO. Le 5 avril 2010, la CEO a rendu sa décision et rejeté la requête d'Hydro One Network de varier le rendement des capitaux propres utilisé pour calculer les besoins en matière de produits pour les tarifs de transport de 2010. Par suite de cette décision, les besoins en matière de produits demeureront à 1 257 millions de dollars d'après un rendement des capitaux propres de 8,39 %.

Le 19 mai 2010, nous avons déposé une demande relativement à nos tarifs de transport de 2011 et de 2012 pour soutenir notre infrastructure essentielle vieillissante ainsi que les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement pour la production, y compris des initiatives d'élimination de la houille et la mise en place d'investissements dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte. Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars pour 2011 et de 1 547 millions de dollars pour 2012, soit une augmentation estimative des tarifs de 15,7 % et de 9,8 %, respectivement, ou une augmentation de 1,2 % et de 0,7 % de la facture moyenne mensuelle de l'abonné. Cette demande a été déposée compte tenu de la nouvelle formule approuvée par la CEO en ce qui a trait au taux de rendement des capitaux propres et elle a pris en compte le rapport du personnel de la CEO sur le traitement réglementaire des investissements dans les infrastructures relativement aux activités à tarifs réglementés des distributeurs et des transporteurs de l'Ontario, publié en janvier 2009.

Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu une décision qui a pris effet le 1er janvier 2011 à l'égard de besoins en matière de produits de 1 346 millions de dollars pour 2011 et de 1 658 millions de dollars pour 2012, ce qui rend compte d'un changement de tarifs de transport d'environ 7 % en 2011 et 26 % en 2012. Les besoins en matière de produits de 2011 sont inférieurs en raison surtout d'une baisse du rendement des capitaux propres prescrit attribuable à un coût de la dette inférieur aux prévisions, du refus de notre demande de recouvrement du coût du capital de nos travaux de construction en cours du projet de Bruce à Milton et d'une diminution des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Nos besoins en matière de produits de 2012 ont également été touchés par les facteurs susmentionnés, mais ils ont été plus élevés que ceux qui avaient été initialement présentés, étant donné que la CEO a enjoint notre société d'adopter un mode de comptabilisation conforme aux normes internationales d'information financière (les « IFRS ») pour les frais indirects capitalisés, entraînant une hausse de quelque 200 millions de dollars pour 2012. Notre société a eu à établir un compte d'écarts pour tenir compte de tout écart dans les besoins en matière de produits découlant de l'adoption en 2012 de la comptabilisation des coûts indirects capitalisés selon les IFRS.

Le 17 janvier 2011, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a interjeté appel devant la Cour divisionnaire de la Cour suprême du Canada invoquant une erreur juridique, la CEO ayant fait défaut de permettre à notre société de recouvrer avec prudence les coûts raisonnablement engagés au titre des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration proposés. Cet appel ne devrait pas avoir d'incidence sur le recouvrement des nouveaux tarifs de transport de 2011 pendant la durée des procédures.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation présentée à nos clients en ce qui a trait à nos tarifs de distribution approuvés, aux coûts d'achat d'électricité et à d'autres charges réglementaires approuvées. La quasi-totalité des coûts de nos achats d'électricité et des autres charges réglementaires approuvées sont réglés par l'intermédiaire de la SIERE qui facilite les paiements à des tiers, comme les producteurs, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») et la SIERE elle-même.

En 2006, la CEO a entamé un processus visant à établir un mécanisme de tarification par incitatifs (le « MTI ») pour les exercices 2007 à 2010. Le processus comprenait une méthode basée sur une formule de détermination des tarifs de 2007, ainsi qu'une approche de révision des tarifs devant être appliquée à tous les distributeurs de l'Ontario entre 2008 et 2010.

Hydro One Networks

Le 18 décembre 2008, la CEO a rendu une décision approuvant la quasi-totalité des dépenses des programmes des travaux dans notre demande de tarifs de distribution pour 2008 liée aux coûts de prestation du service. La décision est entrée en vigueur le 1er mai 2008 avec prise d'effet le 1er février 2009. La CEO a également approuvé le recouvrement des dépenses à l'égard des compteurs intelligents engagées avant la fin de 2007. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé l'établissement du compte de recouvrement des produits (Avenant 4) qui servira à constater l'écart entre les produits générés par les tarifs de distribution actuels et ceux découlant des nouveaux tarifs depuis le 1er mai 2008. L'Avenant 4 est recouvré sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011. Dans le cadre de sa décision, la CEO a également approuvé certaines dépenses engagées pour la fonctionnalité excédentaire des compteurs intelligents et le maintien de la charge de 93 cents par mois par abonné. Dans des travaux précédents, la CEO a approuvé le recouvrement des dépenses que nous avions engagées relativement à la fonctionnalité minimale pour des infrastructures de compteurs évolués. Par conséquent, l'écart entre les produits constatés selon cette formule et les montants réellement recouvrés aux termes de la surcharge existante est constaté comme valeur comptable du compte d'actifs réglementaires.

Vers la fin de 2008, nous avons déposé une demande de tarification par incitatifs à l'égard des tarifs de 2009, qui a été mise à jour en janvier 2009 pour tenir compte de la décision relative aux tarifs de distribution de 2008. La demande a été déposée en se fondant sur le processus du MTI de troisième génération de la CEO, processus qui ajuste les tarifs en tenant compte de l'inflation, des cibles en matière de productivité, des événements importants qui sont indépendants de la volonté de la direction et d'un mécanisme d'ajustement du capital qui sert à recouvrer les coûts qui sont engagés à l'égard des nouvelles immobilisations qui sont mises en service et qui sont supérieurs à un seuil prescrit. Le 13 mai 2009, la CEO a rendu sa décision approuvant la hausse du MTI de base et une charge mensuelle de 1,65 $ par abonné qui utilise un compteur intelligent. Les tarifs révisés ont été approuvés avec prise d'effet le 1er mai 2009, et ils sont entrés en vigueur le 1er juin 2009. Ces tarifs ont donné lieu à une augmentation de moins de 1,5 % du total de la facture moyenne de l'abonné.

Le 13 juillet 2009, nous avons déposé une demande liée aux coûts de prestation de service auprès de la CEO concernant les tarifs de distribution de 2010 et de 2011. Cette demande tient compte de notre plan d'investissement dans nos actifs des réseaux afin de nous permettre d'atteindre les objectifs relatifs à la sécurité de la population et du personnel, à la conformité avec les lois et les règlements, au maintien de la sécurité et de la fiabilité des réseaux, aux besoins de croissance des réseaux et aux investissements exigés en vertu de la Loi sur l'énergie verte. Dans le cadre de cette requête, nous demandons à la CEO d'approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 150 millions de dollars et de 1 264 millions de dollars selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,11 % et de 9,09 % pour respectivement 2010 et 2011. La hausse estimative des tarifs de distribution qui en découle était approximativement de 10 % pour 2010, ou 3 %, et de 13 % pour 2011, ou de 4 %, du total de la facture moyenne de l'abonné.

Notre demande comprenait un plan en matière d'énergie verte pour notre entreprise de distribution, déposé conformément à la Loi sur l'énergie verte en vertu de laquelle la CEO devait demander aux transporteurs et aux distributeurs de déposer des plans pour l'élargissement de leurs réseaux afin de faciliter la distribution d'énergie renouvelable. Nos plans indiquent l'élargissement et le renforcement du réseau de distribution pour permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable et présentent la mise au point et la mise en œuvre du réseau intelligent de notre réseau de distribution. Notre plan en matière d'énergie verte rendait compte des modifications apportées à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et stipulées dans le Règlement de l'Ontario 330/09. Les modifications prévoyaient un nouveau mécanisme de protection des tarifs selon lequel les coûts approuvés par la CEO et engagés par un distributeur pour effectuer un investissement admissible aux fins de raccordement ou pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable à son réseau de distribution peuvent être recouvrés, en totalité ou en partie, auprès de tous les contribuables de la province plutôt que seulement auprès des contribuables abonnés au distributeur investisseur.

Le 9 avril 2010, la CEO a fait connaître sa décision d'approuver les besoins en matière de produits de 1 146 millions de dollars pour 2010 et de 1 236 millions de dollars pour 2011 en appui aux programmes de travaux, au respect de la Loi sur l'énergie verte et à l'installation de compteurs intelligents. Les besoins en matière de produits de 2010 et de 2011 ont été inférieurs à ceux initialement demandés en raison des réductions des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, des dépenses en immobilisations et des besoins de fonds de roulement. Dans le cadre de sa décision, la CEO a également approuvé certains soldes de comptes de reports liés à la distribution soumis par notre société dans sa demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, le compte de recouvrement d'actif réglementaire, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. Elle a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire (Avenant 6) à recouvrer sur une période de 18 mois, allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011. La CEO a également demandé que des comptes de reports soient établis pour le suivi des écarts entre les produits constatés découlant des dépenses engagées au titre du programme d'énergie verte et les sommes réellement recouvrées aux termes de l'avenant approuvé.

Les tarifs de distribution de 2010 ont été instaurés le 1er mai 2010, soit une hausse d'environ 9,3 % des tarifs ou d'environ 3 % du total de la facture moyenne de l'abonné. Nos besoins en matière de produits pour 2011 ont été ajustés pour tenir compte des la décision de la CEO de réduire de 40 millions de dollars les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et pour tenir compte d'une baisse de 44 millions de dollars du programme d'immobilisations. Le 15 novembre 2010, la CEO a publié une mise à jour de ses paramètres relatifs au coût du capital pour les tarifs devant entrés en vigueur le 1er janvier 2011. Le nouveau taux de rendement des capitaux propres pour 2011 s'établit à 9,66 %. L'application de ce taux de rendement plus faible a entraîné une modification des besoins en matière de produits, lesquels se sont établis à 1 218 millions de dollars. Les besoins approuvés en matière de produits pour 2011 ont donné lieu à une augmentation du tarif de distribution moyen d'environ 8,7 % pour 2011 ou de 3,0 % du total de la facture moyenne de l'abonné.

Hydro One Brampton

Le 7 novembre 2008, notre filiale Hydro One Brampton a déposé sa demande de tarifs de 2009, s'appuyant à cette fin sur la politique de la CEO en matière de MTI de deuxième génération qui comporte une formule tenant compte de l'inflation et des cibles d'efficience. Le 13 mars 2009, la CEO a rendu sa décision et les tarifs révisés, y compris un montant de 1,00 $ par mois qui continuera d'être perçu pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés, et ils sont entrés en vigueur le 1er mai 2009. Dans l'ensemble, l'incidence sur la facture moyenne de l'abonné a été négligeable.

Le 6 novembre 2009, une demande de tarifs de distribution pour 2010 a été déposée s'appuyant sur la politique de la CEO en matière de MTI de deuxième génération. Le 13 avril 2010, la CEO a rendu sa décision concernant cette demande de tarifs approuvant notre requête en se fondant sur le coût du capital et sur le processus du MTI de deuxième génération de la CEO. Les tarifs révisés sont entrés en vigueur le 1er mai 2010, et ont donné lieu à une réduction d'environ 8,3 % ou de 2,2 % sur le total de la facture moyenne du consommateur de l'exercice.

Le 30 juin 2010, nous avons déposé une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service pour 2011, laquelle a été rajustée par la suite le 2 septembre 2010, afin de rendre compte de la décision du Conseil des normes comptables du Canada de permettre le report de l'adoption des IFRS pour les entités à tarifs réglementés au 1er janvier 2012. Cette nouvelle demande, déposée le 8 novembre 2010, faisait part de besoins en matière de produits d'environ 63 millions de dollars. L'audience orale s'est terminée le 7 décembre 2010 et une décision devrait être rendue au premier trimestre de 2011.

Hydro One Remote Communities Inc.

Le 29 août 2008, nous avons déposé une demande de tarifs liée aux coûts de prestation de service de 2009 qui proposait u une augmentation d'environ 10 millions de dollars par rapport aux besoins approuvés de 2006 en matière de produits en raison de la hausse des coûts du carburant. Le 30 avril 2009, la CEO a rendu une décision à l'égard de cette demande de tarifs, et a approuvé la totalité des dépenses liées au programme des travaux et la hausse des tarifs de 4,4 % qui sont entrés en vigueur le 1er mai 2009, ce qui s'est soldé par une augmentation de 4,4 % du total de la facture moyenne de l'abonné résidentiel.

Le 4 novembre 2009, nous avons déposé une demande de tarifs de 2010 s'appuyant à cette fin sur la politique de la CEO en matière de MTI de troisième génération, laquelle requérait l'approbation d'une hausse des tarifs de base pour la distribution et la production d'électricité, et entrant en vigueur le 1er mai 2010. L'augmentation rendait compte des ajustements inflationnistes normalisés intégrés dans les demandes en matière de MTI de troisième génération. Le 14 avril 2010, la CEO a rendu une décision concernant cette demande de tarifs aux termes de ses politiques en matière de MTI de troisième génération. Les tarifs révisés ont été approuvés en vue de leur entrée en vigueur le 1er mai 2010, ce qui a donné lieu à une augmentation de 0,4 %, laquelle a eu une incidence négligeable sur le total de la facture moyenne de l'abonné résidentiel.

Le 15 octobre 2010, une demande de tarifs de distribution pour 2011 a été déposée en s'appuyant à cette fin sur la politique de la CEO en matière de MTI de troisième génération, et requérant l'approbation d'une hausse des tarifs de base d'environ 0,4 % pour la distribution et la production d'électricité à compter du 1er mai 2011. Nous prévoyons mettre à jour notre demande d'augmentation de tarifs lorsque la CEO publiera ses facteurs d'inflation et de productivité pour les demandeurs de MTI au premier trimestre de 2011.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009	Variation en $	Variation en %
Transport	**1 307**	1 147	160	14
Distribution	**3 754**	3 534	220	6
Divers	**63**	63	–	–
	5 124	4 744	380	8
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)[1]	**21 572**	20 798	774	4
Distribution – unités distribuées aux clients (TWh)[1]	**29,1**	28,9	0,2	1

[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent surtout des tarifs de transport que nous prélevons et qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau à haute tension. Les tarifs sont établis de façon à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend surtout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits d'exportation associés au transport de la production excédentaire vers les marchés avoisinants et les produits accessoires, lesquels découlent essentiellement des services d'entretien fournis aux producteurs d'électricité et de l'utilisation secondaire de nos emprises.

En 2010, nos produits tirés du transport ont augmenté de 160 millions de dollars, ou 14 %, par rapport à ceux de 2009. La CEO a rendu sa décision le 28 mai 2009 relativement à notre demande de tarifs de transport pour 2009 et pour 2010. La décision a fait suite à des examens approfondis des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de financement pour soutenir les exigences du réseau. Les hausses de tarifs approuvées en découlant, en vigueur le 1er juillet 2009 et le 1er janvier 2010, appuient nos investissements qui résultent de la politique en matière de mixité des sources d'approvisionnement de la province, notamment l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon et l'examen de la vétusté des infrastructures. Ces hausses ont donné lieu à une augmentation des produits de 119 millions de dollars. Par ailleurs, le règlement des comptes de reports approuvés par la CEO a fait augmenter les produits de 12 millions de dollars.

L'accroissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe au cours de l'exercice a également contribué à la hausse des produits. La moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario et la charge totale connexe ont été de respectivement 774 MW et 9 282 MW supérieures à celles de l'exercice précédent, ce qui a donné lieu à une hausse des produits de 37 millions de dollars. Parmi les autres facteurs à considérer, notons que le climat a été généralement plus doux durant les mois d'hiver et qu'il a été plus chaud qu'habituellement durant les mois d'été comparativement à l'exercice précédent. Notre réseau a bien fonctionné dans ces conditions extrêmes.

Les hausses des produits générés par les services de transport tarifés ont été en partie contrebalancées par la baisse des produits accessoires d'environ 8 millions de dollars, du fait de l'incidence de la décision rendue par la CEO le 28 mai 2009. Conformément à cette décision, les produits accessoires reçus en excédent des montants approuvés par la CEO ne sont pas comptabilisés comme produits, mais ils sont inscrits dans un compte de passifs réglementaire.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés, ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos abonnés. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts d'achat d'électricité et de nos taux tarifaires de distribution. Ces produits comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont progressé de 220 millions de dollars, ou de 6 % en regard de ceux de 2009, y compris le recouvrement accru des coûts d'achat d'électricité, lesquels ont augmenté de 148 millions de dollars tels qu'il est décrit ci-après sous la rubrique « Achats d'électricité ».

La hausse des produits reflète deux décisions rendues par la CEO et portant sur les tarifs de distribution de notre filiale, Hydro One Networks. Le 13 mai 2009, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs dans le cadre du MTI de troisième génération, avec prise d'effet le 1er mai 2009. Le 9 avril 2010, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs par suite de notre demande liée aux coûts de prestation du service avec prise d'effet le 1er mai 2010. Ces deux décisions font suite à un examen approfondi des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de notre réseau de distribution en matière d'entretien et d'investissement, y compris ceux visant à soutenir la production d'énergie renouvelable décentralisée. L'effet combiné de ces décisions a été une augmentation de 82 millions de dollars. Ces hausses de tarifs répondent aux besoins de nos réseaux de distribution en matière d'entretien et d'investissement, permettant ainsi d'assurer un approvisionnement sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario. Par ailleurs, le règlement des comptes de reports approuvés par la CEO a fait augmenter les produits de 7 millions de dollars au cours de l'exercice.

Les hausses des produits tirés de la distribution ont été en partie contrebalancées par un recul de la consommation énergétique, en raison principalement de la douceur du climat au premier trimestre de l'exercice compensée en partie par le climat plus chaud qu'habituellement durant les mois d'été, ce qui a fait baisser nos produits tirés de la distribution de 3 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. En outre, les produits découlant du recouvrement d'un compte réglementaire lié à la distribution ont cessé d'exister en date du 30 avril 2010, ce qui a donné lieu à un recul de 16 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent.

En outre, les produits accessoires ont augmenté d'environ 2 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent.

Achats d'électricité

Les coûts d'achat d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et expriment le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la SIERE et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie pour certains petits consommateurs et des consommateurs désignés repose sur la GTR de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils et en une structure tarifaire pour les abonnés admissibles à la GTR facturés selon la période d'utilisation, lesquelles sont ajustées deux fois l'an. D'ici la fin juin 2011, la plupart des abonnés admissibles à la GTR devraient être facturés selon le système de tarification en fonction de la période d'utilisation. Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustement au titre de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Un sommaire de la GTR de la période considérée est présenté ci après.

Aperçu de la GTR

	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
1er novembre 2008	1 000	750	5,6	6,5
1er mai 2009	600	750	5,7	6,6
1er novembre 2009	1 000	750	5,8	6,7
1er mai 2010	600	750	6,5	7,5
1er novembre 2010	1 000	750	6,4	7,4

Abonnés admissibles à la GTR, facturés selon la période d'utilisation	Tarifs (cents/kWh)		
Entrée en vigueur	Période de pointe	Période médiane	Période creuse
1er mai 2010	9,9	8,0	5,3
1er novembre 2010	9,9	8,1	5,1

En 2010, les coûts d'achat d'électricité ont augmenté de 148 millions de dollars, ou de 6 %, en regard de ceux de 2009 et ont atteint 2 474 millions de dollars. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'effet des modifications des tarifs de la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles de l'ordre de 84 millions de dollars, à la hausse de 33 millions de dollars des frais de transport en raison des décisions de la CEO qui ont pris effet le 1er juillet 2009 et le 1er janvier 2010, à une augmentation de 33 millions de dollars des coûts d'achats d'électricité pour les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR et à un accroissement de la demande d'électricité de 13 millions de dollars. L'incidence de ces facteurs a été atténuée par une baisse de 15 millions de dollars des frais de service du marché de gros de l'électricité prélevés par la SIERE.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. De plus, ces charges comprennent les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009	Variation en $	Variation en %
Transport	**416**	438	(22)	(5)
Distribution	**602**	564	38	7
Divers	**60**	55	5	9
	1 078	1 057	21	2

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour maintenir en bon état nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises ont diminué de 22 millions de dollars, ou de 5 %, en 2010 en regard de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Nous avons presque respecté la totalité des exigences des programmes de travaux tout en mettant l'accent sur la productivité. La réalisation efficace de notre programme d'entretien, notamment en ce qui a trait à l'équipement d'alimentation électrique, nous a permis de répartir les ressources pour entreprendre en temps opportun nos programmes d'immobilisations élargis. Compte tenu des conditions climatiques favorables au cours du premier semestre de l'exercice, ainsi que de l'amélioration de la productivité attribuable à la mise en place de notre système d'information à l'échelle de la société, nous avons été en mesure de poursuivre avec succès nos programmes de travaux. Par conséquent, nous avons enregistré une baisse des dépenses liées à notre programme d'entretien prévu des lignes de transport, une diminution des dépenses au titre des travaux forestiers et une réduction des exigences en matière de soutien technique. Les dépenses liées à notre réseau de transport ont également diminué de 8 millions de dollars, ce qui reflète surtout le réaménagement des ressources et l'élimination de l'impôt sur le capital par l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») avec prise d'effet le 1er juillet 2010. Ces facteurs ont été compensés en partie par une cotisation non récurrente de 27 millions de dollars au régime de retraite au cours du dernier trimestre de l'exercice.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires au maintien de notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 38 millions de dollars, ou de 7 %, comparativement à l'exercice précédent. Nos dépenses liées aux programmes de travaux ont augmenté de 11 millions de dollars en raison surtout de l'utilisation efficace d'un temps propice pour la mise sur pied d'un programme élargi de travaux forestiers d'une manière qui soit économique. En outre, nous avons enregistré un accroissement des besoins en matière de programmes visant le service à la clientèle et le soutien technique ainsi que de ceux liés à notre programme de compteurs intelligents, lesquels découlent des frais d'exploitation continus des compteurs installés. Ces dépenses ont été compensées en partie par une diminution des dépenses liées à notre programme d'entretien des lignes, notamment les travaux de restauration suivant des tempêtes, les inspections et les essais des transformateurs sur poteau et les lectures de compteurs sur place, étant donné que les compteurs intelligents installés commencent à offrir le degré de fiabilité exigé en matière de communication. Nos dépenses engagées pour soutenir le réseau de distribution ont été supérieures de 27 millions de dollars, ce qui rend compte d'une cotisation non récurrente de 21 millions de dollars au régime de retraite au cours du dernier trimestre de l'exercice ainsi que du réaménagement des ressources, contrebalancées par l'élimination de l'impôt sur le capital par l'ARC avec prise d'effet le 1er juillet 2010.

Amortissement

La dotation aux amortissements totalise 583 millions de dollars en 2010, soit une augmentation nette de 46 millions de dollars, ou 9 %, par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique surtout par la hausse de 45 millions de dollars de l'amortissement lié aux nouveaux actifs mis en service, ce qui est conforme à notre programme de travaux continu en matière d'immobilisations. Une hausse supplémentaire de 7 millions de dollars découle du retrait d'un plus grand nombre d'immobilisations corporelles en raison de nos projets d'immobilisations. Par ailleurs, l'amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs a diminué de 6 millions de dollars par suite de la fin de l'amortissement, au deuxième trimestre du présent exercice, d'un compte réglementaire lié à la distribution, facteur en partie contrebalancé par l'augmentation de l'amortissement de l'actif réglementaire lié à la hausse des dépenses requises pour se conformer à la réglementation d'Environnement Canada relative à l'élimination des biphényles polychlorés.

Charges de financement

Les charges de financement ont progressé de 34 millions de dollars, ou de 11%, pour s'établir à 342 millions de dollars en 2010, comparativement à l'exercice précédent. Les charges de financement ont augmenté de 40 millions de dollars en raison principalement d'une hausse du niveau moyen de la dette, facteur atténué en partie par une baisse du taux d'intérêt effectif moyen. La baisse du montant des intérêts capitalisés, lesquels se sont établis à 4 millions de dollars, a également contribué à l'augmentation des charges de financement de l'exercice. Même si les travaux de construction en cours se sont accrus, le montant des intérêts capitalisés a diminué par suite d'une réduction importante des taux de capitalisation des intérêts approuvés par la CEO. Ces hausses ont été partiellement compensées par une variation des intérêts créditeurs et d'autres produits accessoires, lesquels ont réduit de 10 millions de dollars l'ensemble des charges de financement.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous effectuons à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. Nous calculons la provision pour de tels paiements au moyen de la méthode axée sur le bilan. La variation des impôts futurs relative aux entreprises non réglementées et aux entreprises réglementées, en ce qui a trait aux écarts temporaires qui ne sont pas prix en compte dans le calcul des tarifs, donne lieu à une charge d'impôts futurs qui est imputée aux résultats. La variation des impôts futurs relativement aux écarts temporaires de l'entreprise réglementée qui sont pris en compte dans le calcul des tarifs donne lieu à un actif réglementaire ou à un passif réglementaire.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a augmenté de 10 millions de dollars, ou 22 %, en 2010 comparativement à celle de l'exercice précédent, pour s'établir à 56 millions de dollars. Cette augmentation est principalement attribuable à la progression du bénéfice avant impôts au cours de l'exercice, atténuée par l'augmentation des écarts temporaires nets liée à certains comptes réglementaires et la réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 33,0 % à 31,0 %.

Bénéfice net

Le bénéfice net, qui s'est établi à 591 millions de dollars, a augmenté de 121 millions de dollars, ou de 26 %, comparativement aux résultats de 2009. La hausse des produits découle des décisions relatives aux grilles tarifaires approuvées par la CEO qui soutiennent les investissements effectués dans le cadre des politiques en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon, les exigences requises de nos réseaux en matière d'entretien et d'investissements et les investissements effectués pour pallier la vétusté des infrastructures. Ces investissements dans nos réseaux de transport et de distribution sont pris en compte dans la hausse d'environ 1,1 milliard de dollars de nos immobilisations corporelles par rapport à l'exercice précédent. Les produits ont également été touchés par l'accroissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe par suite du climat plus chaud qu'habituellement au cours des mois d'été, facteur contrebalancé en partie par un climat plus doux durant les mois d'hiver. Ces facteurs ont été compensés par une cotisation non récurrente au régime de retraite, laquelle a été rendue possible grâce à notre gestion efficace des coûts à l'égard des charges d'exploitation de l'exercice.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres terminés entre le 31 mars 2009 et le 31 décembre 2010. Cette information est tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de la direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprennent les ajustements récurrents normaux, nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes considérées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)	**2010**				2009			
Trimestres terminés les	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Total des produits[1]	**1 280**	**1 360**	**1 165**	**1 319**	1 207	1 144	1 090	1 303
Bénéfice net[1]	**99**	**218**	**105**	**169**	111	100	82	177
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire[1]	**94**	**214**	**100**	**165**	106	96	77	173

[1] La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, tous les autres facteurs demeurant constants, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de liquidités et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements liés à nos conventions d'impartition, les activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations de liquidités

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Activités d'exploitation	**1 164**	892
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	**1 500**	1 150
Remboursement sur la dette à long terme	**(600)**	(400)
Billets à court terme à payer	**(55)**	55
Versements de dividendes	**(28)**	(188)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(1 570)**	(1 566)
Placements à long terme[1]	**(250)**	–
Autres activités de financement et d'investissement	**37**	15
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**198**	(42)

[1] Représente les billets à taux variable de la province de l'Ontario de 250 millions de dollars.

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 272 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent et se sont établies à 1 164 millions de dollars. Cette augmentation rend compte de la hausse du bénéfice net et de la variation des soldes des créditeurs attribuable à l'augmentation des coûts d'achat d'électricité par suite de la demande, du calendrier des paiements anticipés de la part des clients et de l'augmentation des taxes à payer liée à l'entrée en vigueur de la taxe de vente harmonisée. Les variations du solde des débiteurs et de certains comptes réglementaires ont également eu une incidence sur les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de notre programme de papier commercial, programme aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours, de notre facilité de crédit renouvelable et des billets à taux variable de la province de l'Ontario que nous détenons.

Au 31 décembre 2010, aucun billet à court terme n'était en circulation. Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et de billets à taux variable de la province de l'Ontario de 250 millions de dollars. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels en matière d'exploitation. Au cours du deuxième trimestre, nous avons haussé le montant de notre facilité de crédit renouvelable de 500 millions de dollars conclue au premier trimestre pour la porter à 1 250 millions de dollars, et nous avons prorogé son échéance jusqu'en juin 2013. Au deuxième trimestre, nous avons également annulé la facilité de crédit renouvelable de 750 millions de dollars qui serait arrivée à échéance en août 2010.

Le 31 décembre 2010, l'encours sur notre dette à long terme s'établissait à 7 775 millions de dollars, compte tenu de la tranche échéant à moins de un an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2011 et 2046. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, et ce, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le 27 juillet 2009, nous avons déposé un prospectus préalable de base afin de renouveler notre programme de billets à moyen terme pour une durée supplémentaire de 25 mois. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme jusqu'en août 2011 est de 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 1 250 millions de dollars au 31 décembre 2010.

	Cote	
Agence de notation	**Dette à court terme**	**Dette à long terme**
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3
S&P	A-1	A+

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres d'emprunt émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 décembre 2010, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

En 2010, nous avons émis 1 500 millions de dollars de titres de créance à long terme ayant un bon rapport coût-efficacité dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, composés de 1 000 millions de dollars au premier trimestre et de 500 millions de dollars au troisième trimestre. Nous avons remboursé 600 millions de dollars sur la dette à long terme, soit 400 millions de dollars au deuxième trimestre et 200 millions de dollars au quatrième trimestre. Par comparaison, au cours de 2009, nous avions émis 1 150 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme dans le cadre de ce programme et avions remboursé une tranche échue de 400 millions de dollars sur la dette à long terme. Au premier trimestre de 2010, nous avons réduit de 55 millions de dollars nos billets à court terme. En 2009, nous avions augmenté de 55 millions de dollars nos billets à court terme.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation et de manière à maintenir la structure du capital réglementaire réputée. La situation financière, les besoins de liquidités et les autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire sont également pris en considération. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés dans le trimestre suivant.

En 2010, nous avons versé à la province des dividendes de 28 millions de dollars, soit 10 millions de dollars de dividendes sur actions ordinaires et 18 millions de dollars de dividendes sur actions privilégiées. Au cours de l'exercice précédent, nous avions versé des dividendes sur actions ordinaires de 170 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. En 2010, les dividendes en espèces par action ordinaire se sont situés à 100 $ comparativement à 1 700 $ en 2009. Quant aux dividendes en espèces par action privilégiée, ils se sont établis à 1,375 $ tant en 2009 qu'en 2010.

La structure de notre capital devrait nous permettre d'atteindre les objectifs suivants : maintenir un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables; et réaliser les rendements financiers appropriés. Pour assurer un accès continu à des fonds, nous visons à conserver une cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement, soit essentiellement des dépenses en immobilisations qui ont été engagées pour améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution dans l'intérêt du public, se sont établies comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009	Variation en $	Variation en %
Transport	**936**	918	18	2
Distribution	**629**	643	(14)	(2)
Divers	**5**	5	–	–
	1 570	1 566	4	–

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont, comparativement à celles de 2009, augmenté de 18 millions de dollars en 2010, pour s'établir à 936 millions de dollars. Les dépenses visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrées à 524 millions de dollars, soit 7 millions de dollars de plus que l'exercice précédent. Ces dépenses se composent principalement de celles engagées dans les réseaux interrégionaux et les projets de mise en valeur d'approvisionnement local. Nous avons parachevé un certain nombre de projets pluriannuels et les avons mis en service et d'autres projets sont en cours. Nous continuons d'investir dans certains projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux destinés à soutenir les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement pour la production de la province. Nous avons également continué d'investir dans nos projets d'approvisionnement local afin de composer avec la croissance de la charge. Ces dépenses ont été contrebalancées en partie par une baisse des dépenses à l'égard des projets de raccordement de grands consommateurs ainsi qu'aux projets d'approvisionnement local et des réseaux interrégionaux, lesquels ont été presque menés à terme au cours de l'exercice.

Les projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux qui ont occasionné des dépenses importantes incluaient le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement de nouvelles sources de production d'énergie nucléaire et d'énergie éolienne réaménagées dans la région Huron-Grey-Bruce et le projet de renforcement du transport du nord-est qui augmentera la capacité de transfert de l'interface nord-sud pour accéder à la production disponible au nord. Le projet de renforcement du transport du Nord-Est comprend des travaux en vue de l'installation de compensateurs voltampères réactifs statiques dans les postes de transformation à Porcupine et à Kirkland Lake. De plus, nous sommes en train d'installer des compensateurs voltampères réactifs statiques aux postes de transformation de Nanticoke et de Detweiler lesquels, à court terme, permettront de répondre à l'accroissement de la production d'électricité de la centrale nucléaire Bruce et, à plus long terme, amélioreront la capacité de transfert entre le sud ouest de l'Ontario et la région du Grand Toronto. L'installation de compensateurs voltampères réactifs statiques constitue une nouvelle technologie ajoutée à notre réseau et nous avons réussi à en mettre un en service à la fin de l'exercice. Ces investissements ont été contrebalancés en partie par la baisse des dépenses liées à l'installation de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario. Cet équipement procurera une protection provisoire à la centrale nucléaire de Bruce et augmentera la capacité de transport dans le sud-ouest de l'Ontario. Par ailleurs, nous avons enregistré une baisse des dépenses liées au projet de raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste Claireville, lequel permettra d'accroître la capacité de transfert dans la région du Grand Toronto ainsi que de recevoir l'électricité dans le cadre du nouveau réseau d'interconnexion avec Hydro-Québec. Ce travail a été pratiquement achevé au quatrième trimestre de l'exercice.

Parmi les projets d'approvisionnement local à l'égard desquels nous avons engagé des dépenses au cours de l'exercice, notons le projet de renforcement du réseau de transport de la région de Woodstock, qui accroîtra la capacité dans cette région afin d'y garantir la fiabilité de l'approvisionnement et le projet de reconstruction du poste extérieur au poste de transformation de Burlington, qui accroîtra la capacité d'approvisionnement de la charge en vue d'assurer un approvisionnement fiable aux abonnés de cette région. Le projet de renforcement du réseau de transport de l'ouest de la région du Grand Toronto, qui a accru la capacité en vue d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement dans cette région, et le projet [illegible] raccordement de notre poste de transformation de Hurontario au poste de transformation municipal de Jim Yarrow, qui a accru la capacité du réseau de transport dans la région de l'ouest de Brampton afin de permettre la croissance future de la charge, ont été en grande partie achevés au premier trimestre de l'exercice, ce qui a contribué à la réduction des dépenses de l'exercice par rapport à celles inscrites au cours de l'exercice précédent. L'achèvement de notre projet de renforcement à Niagara continue d'être retardé par un conflit relatif à des terres autochtones dans la région de Caledonia. Les pourparlers se poursuivent entre les peuples autochtones concernés et diverses entités gouvernementales et nous prévoyons mener ce projet à terme dès que nous aurons accès au site.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 309 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 25 millions de dollars en regard de 2009. Cette augmentation est liée principalement à la remise en état et au remplacement de matériel parvenu à la fin de sa durée de vie dans le cadre de divers projets à l'égard des lignes et des postes et à des dépenses accrues à l'égard de composantes de remplacement en raison d'une infrastructure vieillissante, plus particulièrement le programme lié aux disjoncteurs. Les dépenses ont également crû relativement au programme de protection et de contrôle du matériel comparativement à l'exercice précédent. Ces hausses ont été contrebalancées en partie par une baisse des dépenses à l'égard des programmes d'achat de transformateurs de rechange et de remplacement du concentrateur (hub).

Nos autres dépenses en immobilisations liées au transport se sont élevées à 103 millions de dollars, soit une baisse de 14 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice précédent. Ces baisses des dépenses par rapport à celles inscrites un an plus tôt sont principalement attribuables aux dépenses de 2009 liées au projet de remplacement et de mise à niveau mené à l'échelle de l'entreprise et visant à remplacer le matériel parvenu à la fin de sa durée de vie et à accroître la productivité, et dont la deuxième étape a été parachevée au cours du troisième trimestre de l'exercice précédent. En outre, les dépenses engagées pour renforcer la sécurité de l'information de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario ont été inférieures à celles de l'exercice précédent, étant donné que nous avons achevé en 2009 divers travaux de mise à niveau afin de respecter les exigences de la North American Electric Reliability Corporation. Ces baisses ont été contrebalancées en partie par une hausse des dépenses en 2010 liées à l'achat stratégique de transformateurs électriques afin d'assurer un transport fiable d'éléments essentiels dont les délais d'approvisionnement sont longs.

Distribution

Les dépenses en immobilisations liées à la distribution ont diminué de 14 millions de dollars en 2010 par rapport à l'exercice précédent et se sont chiffrées à 629 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 304 millions de dollars, soit 20 millions de dollars de moins que pour l'exercice précédent. Ces baisses des dépenses liées à nos projets d'expansion des lignes prévus et des travaux à l'égard des lignes pour les nouveaux raccordements et les mises à niveau sont principalement attribuables à la réaffectation des ressources à des travaux de maintien des lignes, notamment la relocalisation de lignes. La baisse est également attribuable à la réalisation en quasi-totalité de l'installation de compteurs intelligents à l'échelle de la province à la fin de l'an dernier. Au cours de l'exercice, la baisse des dépenses liées aux installations a été contrebalancée par les dépenses engagées à l'égard de l'infrastructure du réseau de compteurs intelligents et par l'élaboration et l'intégration des systèmes requis par le système de tarification en fonction de la période d'utilisation, y compris la capacité de relevé de compteurs et l'intégration au centre de stockage des données des compteurs de la SIERE. L'installation de compteurs intelligents s'est poursuivie au cours de l'exercice, et le nombre total de compteurs installés dépassait 1 314 000 au 31 décembre 2010, chiffre qui se rapproche de la cible totale visée par le programme. À l'heure actuelle, nous comptons plus de 1 140 000 compteurs adaptés au mode de tarification en fonction de la période d'utilisation et poursuivons nos efforts en vue de faire passer nos abonnés à un mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Plus de 553 000 de nos abonnés ont déjà adopté ce mode de tarification. Ce déploiement de compteurs intelligents par une société de services publics est l'un des plus importants jamais effectués en Amérique du Nord. Ces baisses ont été partiellement contrebalancées par la mise en œuvre de notre programme lié aux compteurs intelligents, lequel rehaussera notre exploitation et appuiera la production distribuée.

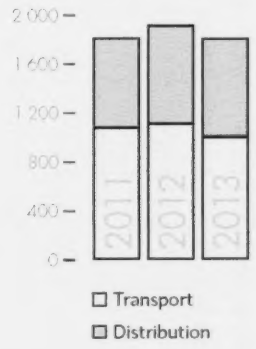
Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 275 millions de dollars, ce qui représente 28 millions de dollars de plus qu'en 2009. Cette augmentation découle principalement de la hausse des exigences liées à l'équipement de transport et de travail et à la réaffectation des ressources des travaux prévus à l'égard des lignes aux travaux à l'égard des lignes portant sur la relocalisation de lignes afin de soutenir les projets municipaux d'élargissement des routes, travaux qui sont financés en partie par les municipalités. Ces hausses ont été compensées en partie par la diminution des dépenses attribuable au nombre moins élevé de tempêtes en 2010.

Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution se sont élevées à 50 millions de dollars en 2010, en baisse de 22 millions de dollars par rapport à celles de 2009. Cette baisse rend surtout compte des investissements plus élevés en 2009 liés au projet de remplacement et de mise à niveau mené à l'échelle de l'entreprise.

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget global de dépenses en immobilisations de 2011 est d'environ 1,8 milliard de dollars. Les budgets d'investissement de 2011 de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 1 050 millions de dollars et 750 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations, tel qu'elles figurent dans le graphique ci-contre, devraient s'établir à près de 1,9 milliard de dollars en 2012 et à environ 1,8 milliard de dollars en 2013. Ces dépenses, qui rendent compte des investissements nécessaires prévus pour pallier la vétusté de notre infrastructure, se chiffrent approximativement comme suit : 550 millions de dollars pour 2011, 700 millions de dollars pour 2012 et 700 millions de dollars pour 2013. Les budgets des projets d'immobilisations, y compris les compteurs intelligents et les mises à niveau des réseaux interrégionaux, traduisant les politiques de mixité des sources d'approvisionnement afin d'éliminer graduellement la production de houille et les besoins en approvisionnement local et ceux de notre réseau de production distribuée, s'établissent à environ 950 millions de dollars pour 2011, à 950 millions de dollars pour 2012 et à 850 millions de dollars pour 2013. Ces investissements rendent également compte des travaux exigés de nos clients, des raccordements des sources de production distribuées et des installations de compteurs intelligents. Nos autres dépenses en immobilisations s'établissent approximativement comme suit : 300 millions de dollars pour 2011, 250 millions de dollars pour 2012 et 250 millions de dollars pour 2013. Ces dépenses tiennent compte du remplacement de notre système de facturation parvenu à la fin de sa durée de vie et de la mise à niveau de notre plateforme SAP à l'échelle de l'entreprise nécessaire en vue d'accroître la productivité.

Dépenses en immobilisations futures
(en millions de dollars CA)



Transport

Les dépenses en immobilisations engagées pour le réseau de transport devraient être importantes de 2011 à 2013 et ainsi atteindre environ 3,2 milliards de dollars, y compris les dépenses du programme de gestion du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante afin de garantir un approvisionnement d'énergie fiable et continu aux abonnées dans l'ensemble de la province. Le plan des investissements comprend les remplacements ciblés de composantes des disjoncteurs à air, l'appareillage de connexion, les autotransformateurs et les poteaux de bois afin de maintenir le rendement des actifs. De plus, la reconstruction des postes de transformation est prévue pour les postes PT Burlington de 115 kV, Leaside, Hearn et Manby afin d'assurer la fiabilité future. Il est nécessaire d'effectuer ces investissements de maintien pour pouvoir continuer d'atteindre tous les objectifs en matière de réglementation, de conformité, de sécurité et de protection de l'environnement.

Les projets liés aux réseaux interrégionaux pour lesquels nous devons effectuer des investissements afin de permettre une nouvelle production conformément aux politiques relatives à la mixité des sources d'approvisionnement comprennent le projet de renforcement des réseaux de transport entre Bruce et Milton visant le raccordement de sources de production d'énergie nucléaire et de nouvelles sources d'énergie éolienne dans la région de Huron-Grey-Bruce. Ce projet devrait être mis en service en 2012. Nous installons également de l'équipement, dans les postes, notamment des compensateurs voltampères réactifs statiques dans le sud-ouest de l'Ontario afin d'accroître la capacité de transport. Ce matériel aidera au désengorgement du réseau et améliorera la capacité de transport entre le nord et le sud de l'Ontario et le réseau de transport au nord de Sudbury permettant une nouvelle production d'énergie hydroélectrique.

Les budgets liés aux dépenses en immobilisations ne rendent pas compte des montants associés aux projets de nouvelles lignes définis dans la lettre que nous a adressée l'ancien ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure le 21 septembre 2009. Nous avons suspendu nos travaux à l'égard de ces projets après que le ministre de l'Énergie de l'Infrastructure nous ait demandé de nous concentrer sur les éléments essentiels à l'exploitation sécuritaire et fiable de nos actifs existants ou sur les projets actuellement en cours et approuvés par la CEO, ou sur les éléments qui sont essentiels au raccordement de projets de production d'énergie renouvelable déjà désignés par l'OEO comme faisant partie des priorités du gouvernement en matière d'énergie verte. Par ailleurs, en août 2010, la CEO a instauré un système de concurrence pour l'agrandissement du réseau de transport. De ce fait, nous n'avons pas inclus dans notre budget lié aux dépenses en immobilisations les projets qui pourraient satisfaire à la définition du mot agrandissement tel qu'il est employé dans le contexte de la concurrence instauré par la CEO.

Le 22 décembre 2010, nous avons reçu une lettre du ministre de l'Énergie nous demandant d'entreprendre les travaux de planification et d'aménagement nécessaires en vue de l'avancement de projets de transport définis et des mises à niveau de notre réseau qui permettront l'aménagement sans risque et fiable d'autres énergies renouvelables pour les petits projets de production. Conformément au plan à long terme en matière d'énergie, nous devrions recevoir des directives relativement à la mise en œuvre des trois projets précis mentionnés ci-après, qui sont définis dans le plan à long terme en matière d'énergie.

- station de compensation en série dans le sud-ouest de l'Ontario;
- nouvelle évaluation des circuits entre Sarnia et London;
- nouvelle ligne de transport à l'ouest de London.

Bien que notre budget actuel ne tienne pas compte des dépenses en immobilisations estimatives associées à ces projets et des mises à niveau du réseau, il pourrait s'établir à un montant maximal de 1 milliard de dollars sur une période allant jusqu'aux dates de mise en œuvre de ces projets.

Le calendrier réel et les dépenses de nombreux projets de développement sont incertains, car ils dépendent de diverses approbations, notamment les approbations concernant la construction et les évaluations environnementales, des négociations avec les clients, des sociétés de services publics voisins et d'autres parties prenantes, des consultations avec des Premières nations et des communautés métis ainsi que du calendrier et de l'ampleur des contributions des producteurs à l'égard des installations de transport aux termes des récentes modifications apportées au *Code des réseaux de transport*. Nous n'engagerons aucune dépense en immobilisations d'envergure sans avoir une attente raisonnable de pouvoir la recouvrer au moyen des tarifs, y compris celles récemment requises par le ministère de l'Énergie.

Distribution

Les dépenses en immobilisations estimatives de la période allant de 2011 à 2013 s'élèvent à environ 2,3 milliards de dollars, y compris les dépenses en immobilisations nécessaires pour assurer le maintien de nos immobilisations. Nos travaux viseront avant tout à maintenir le rendement de nos actifs de distribution vieillissants afin d'améliorer la fiabilité du réseau. Nous poursuivons nos investissements non seulement pour remplacer le matériel et les composantes parvenus à la fin de leur durée de vie et installer les compteurs intelligents, mais surtout pour remplacer les poteaux de bois et les câbles sous-marins en vue de régler le problème de la détérioration de nos actifs. De plus, nous continuerons de nous attaquer aux questions relevant de la demande de nouveaux raccordements de la charge, des appels de dépannage, des travaux de réparation après des tempêtes et du renforcement de la capacité du réseau.

Notre programme de travaux pour le maintien de notre réseau de distribution a été réduit par suite de la décision relative à notre demande de tarifs de distribution pour 2010 et 2011 et, par conséquent, notre programme de travaux tiendra compte d'une augmentation graduelle de notre programme de remplacements de poteaux de bois prévu pour pallier leur vétusté et leur détérioration.

Les dépenses de mise en valeur de notre réseau de distribution pour la période ont trait principalement aux travaux exigés de nos clients, notamment les raccordements et les mises à niveau, les installations de compteurs intelligents, les raccordements des sources de production distribuées, comme les mises à niveau des postes, les dispositifs de protection et de contrôle, les nouvelles lignes et certains travaux disputables à l'égard desquels nous avons reçu des apports de capitaux. En 2011 et en 2012, nous allons gérer un nombre important de projets partout dans la province de manière à répondre à la croissance des charges et au stress soumis aux composantes de nos réseaux.

Les charges liées à la production distribuée reposent sur notre estimation du nombre de raccordements prévus, compte tenu des dernières données disponibles de l'OEO. Bien que la demande pour la production distribuée devrait augmenter au cours de la période de planification, les travaux de raccordements peuvent être contestés et le volume des travaux pourrait ainsi varier.

Le système de facturation existant de la société est presque parvenu à la fin de sa durée de vie et son maintien et son utilisation sont coûteux. Le remplacement de ce système devrait commencer en 2011 et être mené à terme d'ici 2014.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes selon les PCGR du Canada ainsi que d'autres engagements commerciaux importants.

Au 31 décembre 2010 (en millions de dollars canadiens)	**Total**	**2011**	**2012-2013**	**2014-2015**	**Après 2015**
Obligations contractuelles *(échéances annuelles)*					
Dette à long terme – remboursements de capital	7 775	500	1 200	1 000	5 075
Dette à long terme – paiements d'intérêts	6 599	405	732	614	4 848
Convention d'impartition d'Inergi LP (Inergi)[1]	569	143	274	152	–
Engagements découlant de contrats de location-exploitation	53	5	14	9	25
Obligations liées à l'environnement et à la mise hors service d'immobilisations[2]	391	23	60	73	235
Total des obligations contractuelles[6]	15 387	1 076	2 280	1 848	10 183
Autres engagements commerciaux *(par année d'échéance)*					
Ligne de crédit bancaire[3]	1 250	–	1 250	–	–
Lettres de crédit[4]	114	114	–	–	–
Garanties[4]	326	326	–	–	–
Régime de retraite[5]	307	145	162	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 997	585	1 412	–	–

[1] Le 1er mai 2010, la société a prorogé la convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans. La durée de la convention, laquelle serait venue à échéance le 29 février 2012, a été prorogée jusqu'au 28 février 2015. Aux termes de la convention prorogée, Inergi fournira des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants présentés tiennent compte d'un ajustement visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,8 % à 3,0 %.

[2] Nous avons comptabilisé un passif au titre des des dépenses futures estimatives liées à l'élimination progressive ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux BPC contenues dans les équipements électriques ainsi que de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés ainsi que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour le retrait de nos installations de matériel contaminé à l'amiante ainsi que la désaffection et le retrait de notre poste de commutation situé à Abitibi Canyon Generating Station de l'Ontario Power Generation. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour la période.

[3] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 250 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, laquelle arrive à échéance en juin 2013.

[4] Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève actuellement à 113 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. L'autre tranche de 1 million de dollars comprise dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation. Le 1er novembre 2010, nous avons haussé nos lettres de crédit liées aux conventions de retraite pour les porter de 107 millions de dollars à quelque 113 millions de dollars. Nous avons aussi offert du soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché, au moyen de garanties de la société mère, jusqu'à concurrence de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties jusqu'à concurrence d'un montant maximal de 660 000 $. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins du soutien de prudence, des lettres de crédit bancaires devront être à nouveau émises advenant une détérioration de notre cote de solvabilité en deçà de la catégorie « A(a) ».

[5] Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations pour 2011 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009, déposée en septembre de cette année. Nos cotisations au régime pour 2011 et pour 2012 dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Compte tenu des facteurs actuels, nous estimons que nos cotisations de retraite minimales s'élèveront à environ 145 millions de dollars en 2011 et à 149 millions de dollars en 2012 suivant le niveau du salaire ouvrant droit à pension. Les cotisations de 2013 reposeront sur une évaluation actuarielle datée du 31 décembre 2012.

[6] De plus, la société a conclu diverses ententes portant sur l'achat de biens ou de services à l'appui de nos programmes de travaux, lesquelles sont exécutoires et lient les parties. Aucune de ces ententes n'est considérée comme importante, et la plupart d'entre elles ne peuvent pas être prorogées au-delà du 31 décembre 2011.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les dépenses découlant de nos programmes liés à l'environnement et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ne sont pas imputées à nos résultats d'exploitation, mais elles sont plutôt portées dans notre bilan et notre état des flux de trésorerie.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont principalement composées de nos produits tirés du transport et de nos achats d'électricité auprès de la SIERE, laquelle est un apparenté de par son statut d'agence de notre actionnaire, la province. Les variations de ces montants d'un exercice à l'autre sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. Les autres opérations importantes entre apparentés comprennent le versement de dividendes à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la SFIEO. En janvier 2010, la société a fait l'acquisition de 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires.

ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

Incidence de la charge sur les produits

La charge devrait baisser en 2011 en raison de l'incidence des programmes de CGD et de production intégrée, facteur compensé en partie par la hausse de la charge associée à la croissance de l'économie dans tous les secteurs économiques de l'Ontario. Dans l'ensemble, la croissance de la charge attribuable à l'économie seule devrait être de 1,0 % environ, le secteur commercial dépassant quelque peu les secteurs résidentiels et industriels. L'incidence des programmes de CGD et de production intégrée devrait avoir des répercussions défavorables d'approximativement 2,0 % et 0,3 %, respectivement, sur la croissance de la charge. Dans l'ensemble, la charge devrait baisser d'environ 1,3 %. Une réduction de la charge au-delà de la charge prévue comprise dans nos besoins approuvés en matière de produits aurait une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

Incidence des taux d'intérêt

Les variations des taux d'intérêt influeront sur le calcul des besoins de produits que nous présentons a la CEO. Le rendement des capitaux propres est le premier élément touché par les taux d'intérêt. La formule d'ajustement approuvée par la CEO aux fins du calcul du rendement des capitaux propres augmentera ou diminuera d'un pourcentage représentant 50 % de la variation entre la prévision actuelle relative au taux de rendement des obligations du Canada à long terme et le taux sans risque de 4,25 %, et d'un pourcentage représentant 50 % de la variation de l'écart entre les taux des obligations des sociétés de services publics canadiennes cotées « A » à 30 ans, et des obligations de référence du Canada à 30 ans, établi à 1,415 %. Nous estimons qu'une diminution de 1 % de la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme ou de l'écart des sociétés de services publics canadiennes cotées « A » utilisé aux fins de la formule de la CEO servant à calculer notre taux de rendement des capitaux propres réduirait les résultats d'exploitation de notre entreprise de transport d'environ 16 millions de dollars et ceux de notre entreprise de distribution de quelque 10 millions de dollars. Le deuxième élément de nos besoins de produits qui est touché par les taux d'intérêt est le rendement de nos titres d'emprunt. Tout écart entre les taux d'intérêt réels des nouvelles émissions de tels titres et ceux approuvés aux fins du rendement par la CEO influerait sur nos résultats d'exploitation.

Coûts des intrants et établissements des prix des biens

Pour réaliser nos programmes de travaux continus, nous devons nous procurer des matières, des fournitures ainsi que des services. Pour gérer nos coûts, nous concluons régulièrement des conventions de sécurité d'approvisionnement, des ententes visant des matières essentielles et des services ainsi que des contrats cadre, nous forgeons des alliances avec des fournisseurs et nous gérons nous-mêmes nos stocks d'articles courants. De telles ententes couvrent des périodes précises et sont surveillées de près. Lorsque cela est à notre avantage, nous tissons des liens contractuels à long terme avec des fournisseurs afin d'optimiser le coût des produits et services et d'assurer la disponibilité et l'approvisionnement en temps opportun des denrées essentielles. Compte tenu de nos mesures stratégiques en matière d'achat, nous ne prévoyons pas que la conjoncture économique nuira à nos entreprises pour ce qui est du caractère adéquat et du calendrier d'approvisionnement ainsi que du risque de crédit que posent nos contreparties. Par ailleurs, nous avons été en mesure de réaliser des économies grâce à nos initiatives stratégiques en matière d'achats.

Financement par emprunt

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le versement des dividendes prévus, ne nous permettront pas de financer nos dépenses en immobilisations ou de rembourser nos emprunts parvenus à échéance et de nous acquitter de nos autres obligations en matière de liquidité (voir la rubrique *Gestion des risques et facteurs de risque – Risque lié au financement par emprunt*). Nous avons besoin des fonds d'emprunt que nous procurent nos programmes de billets à moyen terme et de papier commercial. Au 31 décembre 2010, le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et de billets à taux variable de la province de l'Ontario de 250 millions de dollars. En 2010, nous avons encore obtenu suffisamment de fonds à un coût raisonnable sur le marché canadien des titres d'emprunt ayant un bon rapport coût-efficacité par l'intermédiaire de nos programmes de billets à moyen terme et de papier commercial sur les marchés financiers canadiens et nous disposons de liquidités suffisantes. La conjoncture économique continue de s'améliorer depuis la crise du crédit à la fin de 2008.

Régime de retraite

En 2010, l'actif au titre des prestations constituées inscrit à notre bilan a augmenté de 36 millions de dollars pour s'établir à 460 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 143 millions de dollars au régime de retraite en 2010 et avons effectué des paiements supplémentaires de 48 millions de dollars en décembre. Nous avons engagé des coûts nets au titre des prestations de 154 millions de dollars. À des fins comptables, l'obligation de retraite non capitalisée de 230 millions de dollars en 2009 a augmenté de 67 millions de dollars pour atteindre 297 millions de dollars. Le régime a enregistré un rendement positif d'environ 9,96 % au cours de l'exercice. Toutefois, le régime a également été touché par une augmentation de l'obligation au titre des prestations constituées du fait principalement de la baisse du taux d'actualisation utilisé aux fins de la comptabilité (voir la rubrique *Estimations comptables d'importance critique – Avantages sociaux futurs*).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Nous avons instauré un programme de gestion des risques d'entreprise qui vise à équilibrer les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les harmoniser à nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les salariés, le comité d'audit et des finances de notre conseil d'administration examine annuellement la tolérance au risque de notre société, son profil de risque et l'état du cadre de contrôle interne. C'est à notre présidente et chef de la direction que revient la responsabilité ultime de la gestion des risques. Notre équipe de direction, laquelle relève directement de la présidente et chef de la direction, surveille les risques auxquels la société est exposée. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques, et notre première vice-présidente et chef des finances, d'assurer que le programme de gestion des risques fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle des risques et concevoir une stratégie d'atténuation des risques.

Notre chef du risque fournit son soutien au comité de vérification et des finances, à la présidente et chef de la direction et à la première vice-présidente et chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur les risques, de l'établissement de seuils de tolérance au risque ainsi que de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il aide les cadres hiérarchiques et fonctionnels à s'acquitter de leurs responsabilités. Il incombe au personnel de la vérification interne d'effectuer des examens indépendants de l'efficacité des politiques, des procédés et systèmes de gestion des risques.

Propriété de la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut influer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Le gouvernement de l'Ontario et nous-mêmes avons conclu une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En septembre 2008 et en vertu de cette entente, la province a produit une déclaration retirant certains pouvoirs aux administrateurs de la société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi. En 2009, le gouvernement de l'Ontario a demandé aux autres organismes, et notamment à Hydro One, de se conformer à certaines mesures de reddition de comptes concernant les contrats de consultation ainsi que les frais de déplacement

des employés, de repas et de représentation. La province pourrait nous demander de respecter d'autres mesures de reddition de comptes ou de produire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient nuire sensiblement à nos activités. Les cotes de solvabilité d'Hydro One pourraient changer en fonction des cotes de solvabilité de la province dans la mesure où les agences de notation relient les deux cotes étant donné qu'Hydro One appartient à la province.

Des conflits d'intérêts entre Hydro One et la province peuvent survenir en raison de l'obligation qu'a la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, y compris la réglementation de l'industrie de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre entreprise, la propriété de la province d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») et le calcul du montant du dividende ou des montants en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos entreprises de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service sécuritaire et fiable en temps opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge et de consommation d'électricité. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait considérablement s'en ressentir. De plus, nos besoins en matière de produits pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative des programmes de CGD. En vertu du plan à long terme en matière d'énergie proposé récemment, l'OEO doit atteindre des cibles de CGD provisoires de 4 550 MW pour la demande provinciale d'électricité en période de pointe estivale et des économies d'énergie cumulatives de 13 TWh d'ici la fin de 2015. La directive du ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure du 31 mars 2010 établit une cible de CGD à l'échelle de la province pour les EDL de 1 330 MW et de 6 000 GWh pour la période entre 2011 à 2014. Nos cibles ont été fixées à 214 MW et à 1 130 GWh pour la période entre 2011 et 2014. Ces prévisions sont prises en compte dans nos besoins en matière de produits en vue de leur approbation par la CEO afin de nous assurer que les cibles de CGD visées n'entraînent pas une baisse de nos produits. Nous courons le risque que nos produits diminuent si ces cibles sont dépassées. En septembre 2010, le Code de conservation et de gestion de la demande pour les distributeurs d'électricité a été élaboré et fixe les obligations et les exigences auxquelles les distributeurs autorisés doivent se conformer relativement aux cibles de CGD définis dans leurs licences. Ce code prévoit également des conditions et des règles que les EDL doivent suivre si elles choisissent d'utiliser les programmes CGD approuvés par la CEO afin de respecter leurs cibles de CGD. La mise en place de ce code pourrait avoir une incidence défavorable sur les produits, sans aucune compensation appropriée. La CEO a reconnu le besoin de compenser les services publics pour toute perte de produits découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits en raison d'autres facteurs, notamment les tendances économiques et le climat.

Conformément au plan à long terme en matière d'énergie, nous prévoyons effectuer, au cours des prochains exercices, des investissements en vue de procéder au raccordement de nouveaux postes de production d'énergie renouvelable. En outre, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs étant donné surtout, qu'une nouvelle technologie est nécessaire pour permettre la production d'énergie renouvelable et que des problèmes techniques non prévus pourraient être décelés dans la mise en œuvre des projets. Il existe un risque que la CEO ne nous autorise pas à recouvrer la totalité de ces investissements à l'avenir. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en nous assurant d'effectuer des dépenses prudentes, en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations.

Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner une dépréciation des actifs et des imputations à nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur notre entreprise.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser notre dette existante et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Un montant élevé de notre dette actuelle viendra à échéance de 2011 à 2014, dont une tranche de 500 millions de dollars, en 2011 et une autre de 600 millions de dollars, en 2012. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,8 milliard de dollars en 2011, et les dépenses en immobilisations devraient augmenter pour atteindre environ 1,9 milliard de dollars en 2012. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant et à un coût raisonnable pourrait subir considérablement l'incidence négative de nombreux facteurs, y compris le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les cotes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative sur notre entreprise.

Risque lié aux projets de transport

La quantité d'énergie pouvant être transmise par nos réseaux de transport est limitée en raison des caractéristiques physiques des lignes de transport et des restrictions en matière d'exploitation. En Ontario, de raccordements nouveaux et prévus à des installations de production, y compris les raccordements aux installations de production d'énergie renouvelable découlant du programme de prix référentiels garantis dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte, et la croissance de la charge ont augmenté si bien que certains tronçons de nos réseaux de transport et de distribution atteignent leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes ou congestions limitent la capacité de notre réseau de transporter l'électricité de manière fiable à partir des nouvelles sources de production et de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions élargies avec les services publics voisins) aux grands centres de consommation ou de satisfaire aux charges accrues des abonnés. Par conséquent, nous avons commencé investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité des livraisons des sources de production existantes et de sources futures aux abonnés ontariens.

Dans de nombreux cas, ces investissements sont tributaires d'un ou de plusieurs processus ou approbations suivants : les approbations environnementales, l'obtention des approbations de la CEO, dont éventuellement des expropriations et des processus de consultation appropriés, et s'il y a lieu, des accommodements avec les Premières nations et les Métis qui peuvent être touchés par un projet. L'obtention de ces approbations et la mise en oeuvre de ces processus peuvent également faire l'objet d'une opposition de la part du public quant à l'emplacement projeté des réseaux de transport. Les approbations requises risquent donc de ne pas être obtenues à temps, voire du tout. Cette situation pourrait nuire à la fiabilité du transport et (ou) à la qualité de notre service, ayant pour résultat une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Par suite de l'instauration du processus concurrentiel de planification de la mise en valeur de projets de transport de la CEO le 26 août 2010, l'ensemble des transporteurs intéressés devra déposer une soumission auprès de la CEO relativement aux projets d'amélioration du réseau et des installations d'implantation visés. Par le passé, de tels projets auraient été accordés en fonction des tarifs et du permis de construction en vertu de l'article 92. L'augmentation de la concurrence dans le secteur du transport pourrait avoir une incidence sur notre programme de travaux futurs et sur notre capacité d'élargir l'empreinte de notre réseau de transport actuel. En outre, seuls les frais de soumission de la soumission retenue sont recouvrables.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs et effectuons leur entretien, leur remise en état ou leur remplacement afin de nous assurer de leur bon fonctionnement et de garantir la constance de la qualité du service. Nos programmes de dépenses en immobilisations et d'entretien ont été ajustés à la hausse afin d'assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants. La réalisation de ces programmes est tributaire en partie de facteurs externes, y compris le fait que les occasions de retirer de l'équipement du service pour effectuer des travaux de construction et d'entretien se font de plus en plus rares par suite des priorités accordées à la clientèle et aux producteurs. Les délais pour obtenir du matériel et de l'équipement ont augmenté considérablement en raison de la hausse de la demande et de la capacité limitée des fournisseurs.

Nous avons modifié notre processus de planification afin de tenir compte de ces facteurs de dépendance externes. Toutefois, si nous ne pouvons mettre à exécution ces programmes en temps opportun et de façon optimale, le rendement de l'équipement fléchira,

ce qui risque de compromettre la fiabilité du réseau provincial ainsi que notre capacité de livrer suffisamment d'électricité et (ou) d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés, et d'accroître les coûts d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cette situation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

À la fin de 2010, plus de 18 % de nos salariés ont eu droit à la retraite et d'ici 2012, environ 22 % des salariés pourraient y être admissibles. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité d'attirer et de fidéliser suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons une vive concurrence sur le marché de la main-d'œuvre qualifiée dans les années à venir. De plus, nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront aussi très recherchées par les autres entreprises du secteur de l'électricité notamment. Nous avons déjà perdu un nombre important de membres de la direction, tant parmi les hauts dirigeants que ceux qui auraient pu logiquement leur succéder. De surcroît, nous devons continuer de parfaire nos programmes de formation et d'apprentissage et nos plans de relève pour nous assurer de pouvoir combler nos besoins futurs en personnel cadre d'exploitation. Notre incapacité à recruter et à fidéliser du personnel compétent pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque environnemental

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement est conçu pour nous assurer que les dangers et risques sont détectés et évalués et que des contrôles sont instaurés afin d'atténuer les risques importants. Ce système comprend un comité de direction de notre conseil d'administration qui a la gouvernance à l'égard des questions environnementales. Compte tenu du territoire que traverse notre réseau et de la quantité de matériel que nous détenons, nous ne pouvons toutefois garantir que tous ces risques seront décelés et atténués sans que cela entraîne des coûts et des dépenses importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale fédérale, provinciale et municipale au Canada. En cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des réclamations de tiers ou à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part, comme la tenue d'une enquête ainsi que le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et centres de service. Ce programme comprend le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de plans de remise en état pour notre entreprise et les propriétés privées adjacentes. La contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité de vendre ces actifs ultérieurement.

Nous constatons un passif en nous fondant sur nos meilleures estimations de la valeur actualisée des dépenses qu'il nous faudra engager à l'avenir afin de nous conformer aux règlements d'Environnement Canada concernant les biphényles polychlorés (les « BPC ») et de la valeur actualisée des dépenses futures pour effectuer notre programme d'évaluation et de remise en état des terrains. Les dépenses requises afin de nous acquitter de notre obligation au titre des BPC devraient être engagées sur la période se terminant en 2025, alors que les dépenses liées à l'évaluation et à la remise en état des terrains devraient l'être sur la période se terminant en 2020. Le montant réel des dépenses environnementales futures et réelles pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

À la suite de modifications réglementaires, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer le matériau contenant de l'amiante se trouvant dans certaines de nos installations. À l'aide d'un expert externe, nous avons terminé une étude en vue d'évaluer les dépenses associées au retrait de ce matériau de nos installations. Nous avons utilisé ces données pour enregistrer une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2010.

Nous sommes aussi exposés au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants relatifs à la construction ou à l'exploitation de nos installations. Ceci pourrait nécessiter la tenue d'évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, et ainsi causer des retards et des hausses de coûts.

Nous prévoyons que l'ensemble de nos dépenses environnementales futures pourra continuer à être recouvré par les tarifs d'électricité futurs. Par contre, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que ces champs présentent de fait un risque pour la santé ou si l'État décidait d'instaurer des limites quant à l'exposition, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou bien éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles, d'événements d'origine humaine, y compris des cyberattaques et des attaques physiques de type terroriste, et éventuellement, d'événements désastreux, tels qu'un accident ou incident majeur à l'installation d'un tiers (comme une centrale) à laquelle nos biens de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes de l'industrie, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos câbles, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution dans ces circonstances. Les pertes de produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre de nos installations qui sont situées dans des régions éloignées. Nous pourrions aussi être visés par des réclamations pour des dommages causés par l'omission de transporter ou de distribuer de l'électricité. Notre risque est partiellement atténué du fait que notre réseau de transport est conçu et exploité pour pouvoir résister à la perte d'un élément important et que notre équipement est redondant, ce qui nous permet de livrer de grandes quantités d'électricité par d'autres moyens. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Toutefois, rien ne garantit que la CEO approuve notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre résultat net.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité à exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, du maintien et de la gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et nos systèmes de facturation et de gestion. Notre dépendance croissante à l'égard de nos systèmes d'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces informatiques. Bien que des systèmes de sécurité et de contrôles en cas de sinistres soient en place, une défaillance de ces systèmes ou des infractions à la sécurité pourrait avoir de lourdes conséquences pour notre société.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées au régime de retraite sont fondées sur des évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario tous les trois ans. La dernière évaluation a été préparée au 31 décembre 2009 et déposée en septembre 2010. En 2010, notre société a versé des cotisations de 145 millions de dollars à son régime de retraite pour répondre aux besoins de capitalisation minimaux. Un montant supplémentaire non récurrent de 48 millions de dollars a été versé en décembre 2010. Les cotisations qui seront versées après 2010 dépendront des rendements des placements, des variations des prestations et des hypothèses actuarielles, et elles pourraient comprendre d'autres cotisations volontaires versées de temps à autre. Néanmoins, il est prévu que les cotisations futures soient importantes. Si la CEO établissait que certaines de nos charges au titre du régime de retraite n'étaient pas recouvrables auprès des abonnés, cette décision aurait une incidence défavorable importante sur notre société, et ce risque pourrait être accru si le montant des cotisations requises devait augmenter.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque de prix. Nous sommes assujettis au risque de change puisque, dans le cadre de nos programmes et projets d'investissement, nous concluons des contrats d'achat de matières et de matériel que nous réglons en devises. Ce risque de change est négligeable. Il se peut que nous émettions des titres d'emprunt libellés

en devises dans l'avenir, titres que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à notre politique de gestion des risques. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi à l'aide d'une formule fondée en partie sur la prévision relative aux taux de rendement des obligations du Canada à long terme. Nous estimons qu'une diminution de 1 % de la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme réduirait le bénéfice net de notre entreprise de transport d'environ 16 millions de dollars et celui de notre entreprise de distribution d'environ 10 millions de dollars. Notre bénéfice net subit les contrecoups des hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui vient à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous recourons périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et tentons de réduire au minimum le risque de crédit en recourant à diverses techniques, y compris traiter avec des contreparties qui jouissent d'une cote de solvabilité élevée, limiter le degré d'exposition totale à des contreparties individuelles, conclure des ententes cadres permettant un règlement au net et surveiller la situation financière de nos contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrents et d'EDL intégrées aux fins de sa revente à leurs clients. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO. Une gestion inadéquate de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (« PWU ») ou la Society of Energy Professionals. Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour permettre une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous sommes parvenus à une meilleure souplesse dans nos conventions collectives (nous avons notamment négocié une réduction des prestations de retraite similaire à une réduction antérieure visant le personnel cadre de la Society of Energy Professionals), nous ne serons pas nécessairement en mesure d'apporter d'autres améliorations. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2011 et celle de la Society of Energy Professionals, le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un risque opérationnel lié au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles la société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, la société est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, nous nous attendons à devoir payer plus que la somme de 761 500 $ que nous avons versée à ces bandes et organisations autochtones en 2010. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir les consentements de celles-ci, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si nous sommes incapables d'obtenir un règlement satisfaisant, nous pourrions devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé, ou, dans un petit nombre de cas, devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur le bénéfice net de la société si cette dernière était dans l'impossibilité de les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons modifié et prorogé notre convention d'impartition de services avec Inergi LP, laquelle sera en vigueur jusqu'au 28 février 2015. Si cette convention prenait fin pour une quelconque raison, nous pourrions encourir des frais importants liés à un changement de prestataires, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos clients éventuels.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Conformément à la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, le gouvernement de l'Ontario a acquis la propriété des terrains de nos corridors de transport constituant notre réseau de transport. Bien que la loi nous autorise à utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement.

ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

La préparation de nos états financiers exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations correspondantes concernant les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture et diverses autres hypothèses que nous considérons comme raisonnables dans les circonstances. Les résultats de ce processus forment la base sur laquelle s'appuient les jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements si ces hypothèses ou la conjoncture étaient modifiées.

Nous pensons que les estimations comptables d'importance critique suivantes constituent les estimations et jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers.

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2010, les actifs réglementaires se chiffraient à 1 055 millions de dollars et avaient surtout trait aux impôts futurs, aux coûts environnementaux et au compte d'écart lié au régime de retraite. Nous avons également inscrit des passifs réglementaires s'élevant à 612 millions de dollars au 31 décembre 2010. Ces montants ont principalement trait aux coûts de retraite reportés, au compte d'écarts liés aux produits externes, aux impôts futurs et aux comptes d'écarts liés aux règlements de détail. Ces actifs et passifs peuvent être considérés aux fins de la tarification et de la présentation de l'information financière uniquement si la CEO prescrit le traitement réglementaire pertinent ou si sa prescription future est jugée probable. Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO tienne compte d'un actif ou d'un passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, cet actif ou ce passif est porté aux résultats d'exploitation de la période dans laquelle ce jugement est posé.

Passifs environnementaux

Nous constatons des passifs environnementaux et les actifs réglementaires connexes selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives devant être effectuées pour satisfaire les obligations liées à la contamination environnementale dont la responsabilité nous incombe depuis notre scission d'Ontario Hydro en 1999. Ces passifs sont classés dans deux principales catégories : la gestion des actifs contaminés par des huiles minérales chargées de BPC et l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, nous estimons le coût en dollars courants des travaux d'atténuation et nous posons des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées afin d'obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique de 2 % a été utilisé pour traduire les estimations de coûts en dollars courants en dépenses estimatives futures. Les dépenses futures au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés devraient être engagées jusqu'en 2020 et elles sont actualisées au moyen de taux d'actualisation allant de 3,75 % à 6,25 %, selon le taux approprié pour la période durant laquelle une augmentation de l'obligation est initialement constatée. Conformément aux exigences de la réglementation d'Environnement Canada portant sur les BPC publiées le 17 septembre 2008, les dépenses futures estimatives relatives à la remise en état devraient être engagées jusqu'en 2025 et sont actualisées au moyen de taux allant de 5,14 % à 6,25 %, selon le taux approprié pour la période durant laquelle une augmentation de l'obligation est initialement constatée.

La comptabilisation d'un passif relatif à de telles dépenses futures à long terme exige que plusieurs autres hypothèses soient posées, notamment à l'égard du nombre de terrains contaminés et de la mesure dans laquelle ils le sont, le nombre d'actifs à inspecter, à soumettre à des tests et où des dommages doivent être atténués et les volumes d'huile et le niveau de contamination des équipements aux BPC. Tous les facteurs utilisés pour établir nos passifs environnementaux représentent les meilleures estimations de la direction, en fonction de notre approche prévue visant à satisfaire aux exigences réglementaires. Parmi ces règles, on compte celles d'Environnement Canada qui régissent la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Il est toutefois raisonnablement possible que des facteurs comme le nombre ou le volume des actifs contaminés, les estimations des coûts en dollars constants, les estimations relatives à l'inflation et les flux de trésorerie futurs annuels réels diffèrent de manière importante de nos hypothèses. Les passifs environnementaux estimatifs font l'objet d'une révision annuelle ou à intervalles plus rapprochés si des modifications importantes sont apportées à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux employés actuels et aux retraités comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance-maladie et un régime d'assurance-invalidité à long terme.

Conformément aux ordonnances tarifaires qui nous concernent, nous comptabilisons les coûts de retraite au moment où nos cotisations, en tant qu'employeur, sont versées à la caisse de retraite en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Nos cotisations annuelles au régime de retraite ont été d'environ 193 millions de dollars en 2010, dont 145 millions de dollars ont été établis par suite d'une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009. Les cotisations versées après 2012 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2012 et dépendront des rendements des placements et des changements apportés aux prestations ou aux hypothèses actuarielles. Les coûts de retraite sont également présentés dans les notes afférentes aux états financiers selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires.

Le rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite, soit 6,50 % par année, est fondé sur les prévisions à l'égard des taux de rendement à long terme au début de l'exercice et reflète une composition de l'actif du régime de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse. Au cours de l'exercice, la composition cible de l'actif de la caisse s'est établie de la façon suivante, soit une tranche de 63 % sous forme d'actions, une autre tranche de 33 % sous forme de titres à revenu fixe et enfin une dernière tranche de 4 % sous forme d'autres actifs composés de fonds de couverture et d'actions de sociétés fermées. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains officiels. Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité supérieure du rendement des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur à ce qu'il aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. À court terme, le régime pourrait enregistrer des rendements extrêmes exceptionnels. En 2010, le rendement de l'actif du régime de retraite a été supérieur à l'hypothèse à long terme utilisée.

Le taux d'actualisation qui sert à calculer les obligations au titre des prestations constituées est établi à la fin de chaque exercice d'après les derniers taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées « AA », dont la durée correspond à celle du régime d'avantages sociaux futurs. Au 31 décembre 2010, le taux d'actualisation était de 5,75 %, contre 6,50 % au 31 décembre 2009, ce qui reflète la diminution des rendements des obligations au cours de cette période. La diminution des taux d'actualisation a entraîné une augmentation correspondante du passif.

Les taux de rendement des obligations de sociétés notées « AA » ont diminué de 70 à 120 points de base environ entre les 31 décembre 2009 et 2010. Selon la durée des passifs des régimes, les taux d'actualisation seraient de 5,75 % par année dans le cas du régime de retraite, du régime d'avantages complémentaires de retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi. Un taux d'actualisation global de 5,75 % a donc été employé aux fins de l'évaluation des passifs de tous les régimes au 31 décembre 2010.

Également, d'après les écarts entre les obligations à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, le taux d'inflation hypothétique est passé d'environ 2,50 % par année au 31 décembre 2009 à un taux compris dans une fourchette entre 2,25 % et 2,50 % par année au 31 décembre 2010. La Banque du Canada s'étant engagée à maintenir entre 1,00 % et 3,00 % le taux d'inflation à long terme, la direction est d'avis que le taux hypothétique actuel est trop élevé en tant que taux hypothétique à long terme et c'est pourquoi un taux d'inflation de 2,00 % par année a été utilisé aux fins de l'évaluation des passifs au 31 décembre 2010.

Les coûts des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont calculés au début de l'exercice. Les coûts sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'augmentation des coûts des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût tendanciel des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle d'environ 15 millions de dollars du coût des prestations et des intérêts débiteurs et à un accroissement de l'obligation de fin d'exercice d'environ 185 millions de dollars.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre, lesquels sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influeront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre du coût des immobilisations corporelles au cours des exercices futurs.

Dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs

Pour évaluer si l'écart d'acquisition est recouvrable, nous devons formuler des hypothèses quant aux flux de trésorerie futurs estimatifs et à d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation que composent nos activités de distribution. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une moins-value de l'écart d'acquisition. Nous avons procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition en 2010 et avons déterminé qu'il n'avait subi aucune perte de valeur.

Dans nos activités réglementées, les coûts de possession de nos autres actifs sont recouvrés par voie des montants reflétant nos besoins en matière de produits et sont pris en compte dans la base tarifaire s'ils génèrent un rendement. Ces actifs ne sont soumis à un test de dépréciation que si la CEO en a refusé le recouvrement ou si son refus est jugé probable. Nous surveillons régulièrement les actifs de notre secteur des télécommunications non réglementées afin de déceler toute perte de valeur. Nous n'avons constaté à ce jour aucune perte de valeur d'actifs.

ÉTAT D'AVANCEMENT DU PASSAGE AUX NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada (le « CNC ») a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR ») aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011, les données à des fins de comparaison devant également être présentées en vertu des IFRS. Le 10 septembre 2010, le CNC a décidé de permettre aux entités à tarifs réglementés de reporter d'un an l'adoption des IFRS. Nous prévoyons nous prévaloir de l'option nous autorisant au report de un an, et nous adopterons ainsi les IFRS à notre exercice ouvert à compter du 1er janvier 2012.

Dans la perspective de la décision de 2008 du CNC, nous avons entrepris notre projet de conversion aux IFRS en 2007. Notre projet comporte quatre étapes distinctes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. Nous avons franchi l'étape du diagnostic en 2008. Cette étape consistait en un repérage et en un examen poussé des principales différences entre les PCGR actuels et les IFRS dans tous les domaines, ce qui a permis de déterminer les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société.

En 2009, nous avons achevé l'étape de conception et de planification, ainsi que celle d'élaboration de solutions de notre projet, y compris le quasi-achèvement de l'analyse des politiques. Nous menons actuellement l'étape de la mise en œuvre, qui est la dernière du projet. Nous nous apprêtons, pour l'année prochaine, à examiner nos résultats comparatifs selon les IFRS. Nos équipes surveillent constamment nos progrès en vue de l'atteinte de jalons clés, ainsi que les nouveautés émanant de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB » ou le « Conseil ») et du CNC, appliquent les mises à jour de leurs recommandations et conçoivent des rapports financiers. Nous avons un dialogue permanent avec nos auditeurs externes sur le dénouement possible de notre projet.

Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des IFRS actuelles et éventuelles sur toutes nos activités, y compris celles de nos filiales, ainsi que sur le système d'information à l'échelle de l'entreprise. Nous analysons en même temps l'incidence de ces changements sur les contrôles de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière, les clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette et les mesures de notre rendement. Nous communiquons régulièrement de manière officielle avec notre personnel. Nous avons tenu plusieurs séances de formation destinées au personnel cadre, et prévoyons en tenir d'autres séances suivant l'évolution des normes.

Conventions comptables

Les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société au moment de la conversion aux IFRS, déterminés au cours de l'étape du diagnostic, sont les actifs et les passifs à tarifs réglementés, les immobilisations corporelles, les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, les avantages sociaux futurs de même que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des IFRS » (l'« IFRS 1 »).

Immobilisations corporelles

Le 6 mai 2010, l'IASB a publié l'omnibus « Améliorations des IFRS », qui inclut la modification prévue à l'IFRS 1 applicable aux entités à tarifs réglementés. L'allègement transitoire envisagé offre une exemption facultative qui permet à une entreprise à tarifs réglementés qui adopte les normes IFRS pour la première fois d'utiliser la valeur comptable des immobilisations corporelles ou des actifs incorporels comme coût réputé à la date de transition lorsque la valeur comptable tient compte des coûts qui autrement ne pourraient être capitalisés. Nous choisirons cette exemption pour nos activités à tarifs réglementés.

Actifs et passifs réglementaires

La comptabilité des activités à tarifs réglementés n'est pas permise selon les IFRS. La comptabilité des activités à tarifs réglementés a une incidence sur le calendrier de comptabilisation des coûts, des produits, des gains et des pertes. L'incapacité de comptabiliser les actifs et les passifs réglementaires après l'adoption des IFRS en 2012 aura une incidence sur notre état des résultats en raison d'un changement dans le calendrier de la comptabilisation de ces montants. L'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés donnerait lieu à une diminution nette d'environ 249 millions de dollars des bénéfices non répartis attribuable à la radiation des actifs et des passifs réglementaires au 31 décembre 2010.

Immobilisations en cours et actifs incorporels en cours de réalisation

Il existe une différence considérable entre les IFRS actuelles et les PCGR du Canada à l'égard des dépenses pouvant être capitalisées aux immobilisations en cours ainsi qu'aux programmes relatifs aux immobilisations en cours et aux actifs incorporels en cours de réalisation. Certaines dépenses liées à des immobilisations corporelles et des actifs incorporels ne peuvent pas être capitalisés aux termes des IFRS. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, l'incidence estimative sur nos états financiers aurait été une réduction d'environ 300 millions de dollars des dépenses en immobilisations et une augmentation de quelque 300 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration si la société avait suivi cette méthode de comptabilisation en 2010. Pour les tarifs de 2012, la CEO a exigé que nous adoptions cette modification de catégorie de comptabilisation des dépenses inadmissibles en vue de déterminer les besoins en matière de produits de notre entreprise de transport. À l'heure actuelle, nous avons obtenu l'approbation d'établir un compte de reports liés ce type de dépenses pour notre entreprise de distribution, et nous prévoyons faire, dans le cadre de notre prochaine demande de tarifs de distribution, une demande pour le traitement des besoins en matière de produits, soit un traitement similaire à celui appliqué à notre entreprise de transport.

Avantages sociaux futurs

En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la poursuite de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité de caisse n'est pas permise. Les actifs et les passifs à tarifs réglementés, soit l'écart cumulatif entre les cotisations patronales, comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse sous la supervision de l'organisme de réglementation, et les coûts de retraite qui seraient constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice aux termes des PCGR du Canada, pourraient ne pas répondre à la définition d'actifs ou de passifs selon les IFRS et, par conséquent, ils pourraient devoir être décomptabilisés à la date de passage aux IFRS. Nous avons évalué les options qui s'offrent à nous au titre de la constatation des gains et des pertes non amortis cumulés associés aux avantages sociaux. Les options possibles pour la comptabilisation des montants découlant des régimes de retraite et des autres avantages sociaux comprennent entre autres, l'imputation des gains et des pertes actuariels non amortis immédiatement au moment de l'adoption de l'IFRS 1 ou la

comptabilisation d'un ajustement rétrospectif de ces montants conformément à l'IAS 19, « Avantages du personnel ». En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, nous avons l'intention de comptabiliser un ajustement rétrospectif relativement à ces montants selon l'IAS 19, sans nous prévaloir de l'exemption de l'IFRS 1. L'incidence, au 31 décembre 2010, de l'adoption de l'IAS 19 de manière rétrospective serait une réduction des bénéfices non répartis de 319 millions de dollars.

En avril 2010, l'IASB a rendu public un exposé-sondage, Régimes à prestations définies (Projet de modification de l'IAS 19, « Avantages du personnel »), comportant des implications importantes tant pour la présentation de la situation financière que pour celle des résultats. La comptabilisation différée des gains ou pertes actuariels serait éliminée, et toutes les variations de l'obligation au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs du régime seraient comptabilisées à l'état du résultat étendu au moment où elles surviennent. L'exposé-sondage propose également une nouvelle méthode de présentation selon laquelle les variations de l'obligation au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs du régime seraient subdivisées et présentées séparément en trois composantes, soit le coût des services, le coût financier et les ajustements au titre de réévaluations. Les composantes coût des services et coût financier seraient comptabilisées à l'état des résultats. La composante ajustements au titre de réévaluations représentant les gains et les pertes actuariels serait comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. En ce qui a trait au calendrier révisé de l'IASB, la publication d'une norme définitive est prévue pour le premier trimestre de 2011, et elle ne prendrait pas effet avant 2013. La nouvelle norme comptable, une fois adoptée en 2013 ou subséquemment, occasionnera davantage de volatilité dans l'état du résultat étendu en raison de la constatation du montant intégral des écarts actuariels.

Paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

Nous comptabilisons les actifs et les passifs d'impôts futurs conformément au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA* (l'Institut Canadien des Comptables Agréés), lequel a été modifié le 1er janvier 2009 pour favoriser la convergence vers les IFRS. Nous avons ainsi établi qu'il ne devrait pas y avoir d'incidence notable pour cette catégorie d'opérations en fonction des résultats conditionnels des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés. En l'absence de la comptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés, l'incidence sur notre provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés serait comptabilisée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire ne serait établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés aurait été plus élevée d'environ 100 millions de dollars, compte tenu de l'incidence d'une modification des taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Consultations de la CEO

Le 28 juillet 2009, la CEO a publié certaines opinions préliminaires sur les changements qui seront apportés aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. Elle a entrepris la deuxième phase de son processus de consultation afin de modifier certains instruments de réglementation. Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des recommandations de la CEO à l'égard de la publication de l'information financière et d'autres sujets sur notre projet de conversion aux IFRS.

Le 24 février 2010, la CEO a publié une lettre aux distributeurs d'électricité et aux services publics de gaz naturel à tarifs réglementés autorisés afin de clarifier son avis publié en juillet portant sur la comptabilisation des coûts indirects dans le coût des nouveaux investissements en immobilisations à compter du 1er janvier 2011. La lettre de la CEO mentionne qu'elle exigerait la conformité aux exigences des IFRS, y compris aux exigences de l'IAS 16, « Immobilisations corporelles » (l'« IAS 16 »), comme elles s'appliquent aux entreprises à tarifs non réglementés; un traitement différent ne serait acceptable à des fins réglementaires que si la CEO l'autorisait. Nous continuons d'évaluer cette directive à la lumière de nos demandes de tarifs et la date de mise en œuvre révisée du CNC.

Le 8 novembre 2010, la CEO a publié une modification apportée à un rapport traitant de sa politique et intitulé, *Passage aux normes internationales d'information financière*. Compte tenu de l'autorisation donnée par le CNC aux entités à tarifs réglementées de pouvoir reporter la date d'adoption des IFRS au 1er janvier 2012, la CEO a modifié certaines prises de position énoncées dans le rapport afin de tenir compte de ce choix.

Le 17 novembre 2010, la CEO a mis sur pied un groupe de travail afin qu'il formule des recommandations sur la manière de mettre en place les IFRS, sur le mécanisme de tarification par incitatifs ainsi que sur les questions qui ont une incidence sur les services publics relativement au coût de la prestation de services. Nous participons activement aux discussions du groupe de travail.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information

Nous analysons continuellement l'incidence des modifications sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et sur nos contrôles et procédures de communication de l'information dans le cadre de notre passage aux IFRS. Des contrôles supplémentaires à l'égard de la communication de l'information pourraient être nécessaires dans le cadre des activités entourant la première adoption et des contrôles internes supplémentaires pourraient être requis afin de mettre en œuvre les modifications de nos méthodes comptables et de répondre aux exigences continues des IFRS en matière de communication de l'information.

Nous procédons à l'examen de notre documentation actuelle relative à nos contrôles et procédures de communication de l'information ainsi qu'à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière afin de déterminer quels changements nous devrons y apporter au moment du passage aux IFRS. Nous avons classé chaque procédure de contrôle en fonction de son incidence (faible, moyenne ou élevée) selon l'évaluation actuelle du risque d'un changement important devant être apporté par suite de l'adoption des IFRS. Ce classement a été achevé au quatrième trimestre de 2009. Nous avons terminé la mise à jour de la documentation touchant les processus à risques faible et moyen compte tenu de l'incidence de l'adoption des IFRS, notamment le processus de documentation et les matrices de risque et de contrôle, au cours du deuxième trimestre de 2010. La réalisation de notre analyse de la documentation de nos processus à risque élevé a été reportée en attente d'une décision de l'IASB concernant son projet portant sur la comptabilisation des entreprises à tarifs réglementés, étant donné l'incidence qu'il pourrait avoir sur ces processus. Nous prévoyons terminer les révisions de nos processus à risque élevé au premier trimestre de 2011, étant donné qu'il ne fait plus aucun doute que la comptabilisation des activités à tarifs réglementés ne sera pas permise au moment de l'adoption des IFRS. Lorsque notre documentation liée aux processus à risque élevé aura été mise à jour, nous commencerons les tests de cheminement de l'ensemble de nos processus révisés et de la documentation relative à nos contrôles pour les processus à faible et à moyen risques et ceux à risque élevé. À l'heure actuelle, nous estimons que le tout devrait être terminé à temps aux fins de la présentation selon les IFRS en 2012.

Expertise en matière de communication de l'information financière

La structure formelle de gouvernance du projet comprend un comité directeur composé de cadres dirigeants issus des fonctions finances, technologie de l'information, trésorerie et exploitation. Un compte rendu trimestriel ou plus fréquent, au besoin, de l'état d'avancement du projet est fait à la haute direction et au comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration.

La formation du personnel clé des finances et de l'exploitation a débuté en 2007 et se poursuit depuis. Les membres du comité d'audit et des finances et de la haute direction ont également reçu de la formation sur les principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS, ainsi que sur les incidences importantes que pourrait avoir la conversion aux IFRS sur nos états financiers. Les faits nouveaux relatifs aux IFRS leur sont communiqués à mesure qu'ils se produisent. Compte tenu du nombre important de ressources requises pour un projet d'une telle ampleur, nous avons fait appel à un expert-conseil externe qui nous épaulera au cours de notre projet de conversion aux IFRS, de l'étape de la planification à celle de la mise en œuvre.

Nous continuons à mettre au jour le comité d'audit et des finances et la haute direction des faits nouveaux à l'égard des IFRS et de leur incidence possible sur nos états financiers. Ces mises à jour sont signalées au moins tous les trois mois. Nous poursuivrons ainsi jusqu'au moment de notre passage aux IFRS en 2012. Au cours du troisième trimestre, nous avons continué à offrir de la formation aux membres du personnel clé des finances et personnel cadre de l'exploitation. En date des présentes, ils ont obtenu une formation sur plusieurs aspects importants, notamment les immobilisations corporelles, la comptabilité des comptes réglementaires, la comptabilisation des produits, les passifs, les prestations de retraite, les instruments financiers et, dernièrement, les impôts sur le bénéfice. En plus de ces séances de formation sur des sujets particuliers, nous avons également tenu une séance sur la mise à jour au sujet de la communication de l'information financière. Au cours du prochain exercice, nous continuerons à offrir régulièrement des séances de mise à jour sur la communication de l'information financière selon les IFRS.

Activités commerciales

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage de la structure du capital totale. Selon les conclusions des divers exposés-sondages portant sur les IFRS, nous pourrions apporter des modifications aux résultats qui pourraient avoir une incidence sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette. Par exemple, les clauses restrictives pourraient être touchées par suite de la décomptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés, de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité d'exercice plutôt que selon la

méthode de la comptabilité de caisse et du changement des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles capitalisés à titre de coût des actifs produits par notre société. Dans le cadre de notre projet de conversion aux IFRS, nous avons analysé l'incidence des modifications éventuelles de conventions comptables sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette, et communiqué les scénarios possibles et les analyses des incidences à notre comité d'audit et des finances. Selon nos calculs, nous devrions respecter les clauses restrictives à l'égard de notre dette. Nous avons cependant eu des rencontres avec nos établissements financiers, et modifié notre convention de crédit de manière à tenir compte de l'incidence possible des IFRS sur nos clauses restrictives. Nous avons modifié entre autres le calcul de notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis pour certains éléments de manière à prendre en compte l'incidence des IFRS, afin que le ratio capitaux empruntés-capitaux investis corresponde à ce qu'il était avant l'adoption des IFRS. Le même ratio est utilisé pour soutenir la convention complémentaire conclue avec nos porteurs d'obligations. Selon nos estimations actuelles, la convention complémentaire n'avait pas été mise à jour à cette date, car nous estimions que nous demeurions dans les limites du seuil de notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis compte tenu de l'information disponible à cette date. Nous avons continué à suivre de près l'incidence de l'adoption des IFRS sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette à mesure que des faits nouveaux concernant les IFRS se produiront et compte tenu de nos choix de conventions définitifs aux termes des IFRS. Compte tenu du récent report du projet de l'IASB visant les activités à tarifs réglementés, nous avons l'intention d'en réévaluer l'incidence sur notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis et d'identifier les prochaines étapes pertinentes.

Systèmes de technologie de l'information (« TI »)

Dans le cadre d'un projet d'amélioration du système à l'échelle de l'entreprise, nous avons remplacé bon nombre de nos principaux systèmes financiers en 2008 et en 2009. Pour s'assurer que les exigences futures des IFRS seront respectées, des membres d'équipe rattachés à la structure de gouvernance de notre projet IFRS ont été jumelés à la nouvelle équipe responsable de l'instauration du système à l'échelle de l'entreprise. Parallèlement, les membres de l'équipe responsables du passage aux IFRS ont participé à la conception de notre nouveau système à l'échelle de notre société. L'incidence de la TI a été déterminée et évaluée au cours des étapes du diagnostic, de la conception et de la planification de notre projet IFRS, et a été intégrée à l'étape de l'élaboration de solutions du projet. À titre d'exemple, le nouveau système a été configuré de façon à faire le suivi de l'amortissement au niveau de la composante, selon la vie utile de l'actif, tel qu'il est actuellement requis par l'IAS 16. Le nouveau système a également été configuré pour faire le suivi des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles aux fins de la capitalisation en vertu de l'IAS 16. Puisque les conclusions à l'égard de certains projets de l'IASB, lesquels pourraient avoir une incidence importante, sont encore incertaines en date des présentes, le système a été conçu pour offrir un maximum de flexibilité. Lorsque le CNC a rendu sa décision de reporter l'adoption des IFRS pour les entités à tarifs réglementés, nous avons apporté les modifications requises de manière à continuer à présenter notre information selon les PCGR du Canada jusqu'au 1er janvier 2012. La mise à jour requise de nos systèmes est presque terminée en vue de présenter notre information selon les IFRS à compter du 1er janvier 2012, avec données comparatives.

Communication de l'information environnementale

À l'heure actuelle, nous comptabilisons des passifs environnementaux au titre des dépenses futures estimatives de manière à nous conformer aux réglementations qui exigent que nous prenions des mesures à l'égard de certaines questions environnementales. Plus particulièrement, nous avons des obligations associées à du matériel contaminé aux BPC, des terrains contaminés aux produits chimiques à proximité de certains de nos biens et des bâtiments contenant des matériaux contaminés à l'amiante. Nous comptabilisons également une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pour le retrait et l'élimination de matériel contaminé à l'amiante de certains de nos bâtiments. Ces obligations sont comptabilisées selon la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs. Selon les PCGR du Canada, cette valeur actualisée est calculée à l'aide d'un taux d'actualisation fixe, qui correspond au taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit à la date de la comptabilisation. Au moment de notre passage aux IFRS, nous devrons réévaluer ce taux d'actualisation et, étant donné qu'il ne sera plus fixe, nous devrons l'ajuster à chaque date de bilan. L'incidence de cette modification sur nos obligations comptabilisées ne peut pas être établie en date des présentes, étant donné qu'elle dépendra des conditions économiques futures.

Selon les PCGR du Canada, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations existe lorsqu'il y a obligation juridique de retirer ou de céder un actif ou de remettre en état un site contaminé. En vertu des IFRS, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations tient également compte des obligations qui ne sont pas juridiques, mais qui sont de nature implicite. Une obligation implicite peut être induite par d'autres facteurs, notamment la communication des politiques et des mesures d'une entreprise ou des énoncés publics. En vertu des IFRS, les nouvelles obligations implicites seront comptabilisées à titre d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations lorsque nous prévoyons ne plus exploiter certains terrains particuliers et lorsque nous prévoyons retirer des actifs ou remettre en état des biens.

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Conformément à la migration de nos principaux systèmes financiers vers une plateforme SAP à l'échelle de notre société dans le cadre du projet de remplacement et de mise à niveau des systèmes d'information mené dans l'ensemble de notre société, nous avons mis en place en 2009 divers modules SAP liés aux finances, aux ressources humaines, au service de la paie et à la gestion des placements. L'outil décisionnel de veille stratégique en matière d'entreposage de données d'entreprise a été également mis en place. Ces activités de mise en œuvre comprenaient de nouveaux contrôles internes à l'égard de l'information financière et le remplacement d'autres contrôles de l'ancien système. Nous avons mis à jour la documentation sur nos processus et nous avons testé la conception et l'efficacité des contrôles.

Un projet d'amélioration de la chaîne d'approvisionnement en vue d'élaborer un contexte d'exploitation présentant la stratégie et les objectifs à l'égard de la chaîne d'approvisionnement devrait être mené à terme en 2011. Les nouveaux processus qui en découlent font l'objet à l'heure actuelle d'une analyse en vue d'évaluer leur incidence sur l'environnement de contrôle. Les documents portant sur les processus seront mis à jour et les contrôles feront l'objet des tests aux fins de l'évaluation de l'efficacité de la conception et de la mise en place en 2011.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents annuels. Ces dirigeants ont attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise. Selon l'évaluation de la conception et de la mise en place de nos contrôles et procédures de communication de l'information, nos dirigeants responsables de l'attestation ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces au 31 décembre 2010. De plus, ces dirigeants ont attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière a été conçu pour fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers. Selon l'évaluation de l'efficacité de la conception et de la mise en place du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société, nos dirigeants responsables de l'attestation ont conclu que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2010.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau suivant présente de l'information annuelle vérifiée pour les trois exercices terminés les 31 décembre 2008, 2009 et 2010. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés annuels vérifiés.

États consolidés des résultats

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf le résultat par action ordinaire)	**2010**	2009	2008
Produits	**5 124**	4 744	4 597
Bénéfice net	**591**	470	498
Résultat de base et dilué par action ordinaire	**5 727**	4 528	4 797

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les dividendes en espèces par action)	**2010**	2009	2008
Total de l'actif	**17 322**	15 635	13 878
Total de la dette à long terme	**7 778**	6 881	6 133
Dividendes en espèces par action ordinaire	**100**	1 700	2 410
Dividendes en espèces par action privilégiée	**1 375**	1 375	1 375

VUE D'ENSEMBLE

Pour réaliser notre premier objectif, soit devenir la plus importante société d'électricité en Amérique du Nord, nous continuerons de mettre l'accent sur nos visées stratégiques en matière de sécurité, de satisfaction de la clientèle, d'innovation, de raccordement de l'énergie renouvelable, de fiabilité, de protection de l'environnement, de recrutement, de maintien des compétences, de valeur actionnariale et de productivité. La sécurité de notre milieu de travail revêt la plus haute importance. Notre personnel étant l'âme qui anime notre entreprise, nous renouvelons notre engagement ferme à l'égard de la sécurité. Nous continuerons d'axer nos efforts sur l'amélioration de la satisfaction de notre clientèle en maintenant notre excellence opérationnelle grâce aux efforts que nous déployons pour innover et pour remplacer nos réseaux de transport et de distribution. Nous nous concentrerons plus particulièrement sur des investissements ciblés visant à régler les problèmes causés par la surcharge ou le vieillissement de l'équipement aux points de livraison à la clientèle et à améliorer la qualité de l'électricité et la performance du réseau, ce qui devrait accroître la fiabilité de nos services et, du fait, la satisfaction de la clientèle. Nous continuerons également à aider les clients à comprendre et à gérer l'incidence de la préparation d'un avenir énergétique propre.

Le plan à long terme en matière d'énergie fait suite aux stratégies en matière d'énergie figurant dans la Loi sur l'énergie verte établie en 2009. La nécessité de réduire rapidement l'empreinte carbonique du secteur de l'énergie est au cœur des décisions qui se prennent actuellement en matière d'environnement, ce qui augmente les attentes à l'égard d'une action immédiate et de l'accroissement de l'offre d'énergie propre. Les nouvelles technologies et la nécessité de raccorder une capacité de production d'énergie propre et renouvelable obligent nos activités de transport et de distribution à repenser leur fonctionnement et à établir un réseau plus souple et intelligent.

Nous prévoyons investir de fortes sommes dans l'infrastructure de transport et de distribution et l'entretien proactif continu de nos actifs afin d'assurer la fiabilité du réseau d'électricité, et ce, dans l'intérêt de la population. Notre plan d'investissement vise l'atteinte des objectifs de la province en matière d'élimination progressive de la production d'électricité au charbon, d'énergie renouvelable et d'énergie nucléaire, facilite la mise en valeur et l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables, favorise l'efficience du réseau et le bon fonctionnement de l'équipement, répond aux besoins en matière de qualité du service à la clientèle et favorise l'intégration de nouvelles sources d'approvisionnement.

En 2010, la CEO a approuvé notre demande de tarifs de distribution pour 2011 portant sur des besoins en matière de produits d'environ 1 218 millions de dollars. Les besoins en matière de produits approuvés ont été inférieurs à ceux que nous avions demandés, mais ils devraient continuer de soutenir les programmes de travaux nécessaires au maintien de notre infrastructure essentielle, l'accroissement de la fiabilité grâce à une meilleure gestion forestière, le respect des exigences propres aux compteurs intelligents et l'investissement requis dans un réseau d'électricité durable prenant en charge la production d'énergie renouvelable. Le cas échéant, nous évaluerons tout risque et y répondrons. Nous préparerons les données visant à étayer une demande éventuelle de tarifs de distribution pour 2012 et pour 2013.

Au début de 2011, la CEO a approuvé nos demandes de tarifs de transport pour 2011 et pour 2012 portant sur des besoins en matière de produits d'environ respectivement 1 346 millions de dollars et 1 658 millions de dollars. Les besoins en matière de produits approuvés serviront de nouveau à l'entretien de notre infrastructure essentielle vieillissante, aux projets d'approvisionnement local et à l'atteinte des objectifs fixés par la province. Les besoins en matière de produits de 2012 tiennent compte de l'exigence de la CEO d'adopter la comptabilisation des coûts indirects capitalisés selon les IFRS, donnant lieu à un transfert de 200 millions de dollars entre les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation.

L'échéancier et les montants des dépenses réelles de notre plan dépendent de l'obtention de diverses approbations; notamment celles de la CEO et des études d'impact environnemental, de la réussite des négociations avec la clientèle, les services publics des territoires contigus et d'autres intéressés et des consultations auprès des collectivités des Premières Nations et des Métis. De plus, le plan contient des hypothèses concernant le partage des coûts et du financement conformément aux dispositions de la Loi sur l'énergie verte et du Code des réseaux de distribution et du Code des réseaux de transport, dans leur version modifiée.

En qualité de gestionnaire d'un vaste portefeuille d'actifs du secteur de l'électricité, nous entendons protéger et préserver l'environnement pour qu'en bénéficient les générations de demain. Nous nous efforçons de devenir le chef de file de notre secteur en matière d'environnement en distribuant de l'énergie propre et renouvelable, en modernisant notre réseau d'électricité, en réduisant l'incidence de nos activités et en faisant en sorte que les facteurs environnementaux soient pris en compte dans la prise de nos décisions d'affaires. L'organisme canadien Energy, Environment and Excellence et le magazine *Corporate Knights* ont souligné notre engagement envers l'environnement.

Les principaux outils pour la réussite de la mise en œuvre du programme de travaux sont nos stratégies de renouvellement des ressources humaines et matérielles. Notre stratégie en matière de ressources humaines est axée sur le recrutement, en collaboration avec les universités, les collèges et nos syndicats, ainsi que sur le perfectionnement des compétences et la fidélisation. Le nombre considérable de départs à la retraite prévus et l'augmentation des volumes de travail donneront lieu à l'embauche d'un nombre sans précédent de nouvelles recrues à court terme. En ce qui a trait aux matières, nous constatons une augmentation des délais de production et des coûts en raison des pénuries qui se manifestent sur le marché mondial. Par conséquent, nous continuons d'élaborer des stratégies d'approvisionnement en ressources matérielles et les mettons en œuvre afin d'assurer la disponibilité des matières requises pour nos programmes de travaux.

Nous conservons une approche prudente et mesurée à l'égard de la rationalisation du secteur de la distribution. En octobre 2009, le gouvernement a annoncé son intention de rendre permanente l'exonération d'impôt sur le transport d'électricité entre des actifs du secteur public. Nous avons recherché des occasions d'acquisition ou de cession, sur une base volontaire et commerciale et continuerons d'en tirer profit. Notre plan d'investissement ne comprend aucun financement d'acquisition ou de cession d'EDL.

Nous continuerons d'augmenter la valeur de notre entreprise grâce à une meilleure productivité et aux économies que nous permet la technologie. Au cours des deux dernières années, nous avons remplacé la plupart de nos principaux systèmes par un système de technologie de l'information à l'échelle de la société. Nous tirerons profit de cet investissement en nous en servant comme plateforme pour réaliser de nouveaux gains d'efficacité et d'efficience, notamment grâce à des améliorations à notre approvisionnement stratégique. De plus, les compteurs intelligents et l'expansion d'un réseau intelligent offrent des possibilités considérables, notamment sur le plan de l'efficience énergétique, de la réponse à la demande et des technologies des ressources distribuées.

Pendant la période visée par les présentes perspectives, nous ne prévoyons aucune modification de notre rôle au sein de l'industrie et prévoyons que notre rendement financier nous permettra de maintenir notre qualité de crédit.

NOMINATION DE JANET HOLDER

Le 1er juillet 2010, Madame Janet Holder a été nommée au sein du conseil d'administration. Madame Holder est présidente d'Enbridge Gas Distribution et siège au conseil des gouverneurs de l'Université du Nouveau-Brunswick.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment des énoncés relatifs à notre stratégie, à nos mesures du rendement et à nos cibles; des énoncés visant le PREI; des énoncés relatifs aux compteurs intelligents, notamment leur capacité, leur calendrier d'installation et les efforts que nous déploierons pour élaborer une solution de distribution évoluée nous permettant de tirer profit de notre investissement dans les compteurs intelligents; les attentes concernant l'évolution du régime législatif et du contexte d'exploitation dans le secteur de la distribution et du transport d'électricité en Ontario, notamment en ce qui a trait aux effets des modifications apportées aux codes, aux permis, aux règlements, aux nouvelles directives réglementaires, aux modifications tarifaires, au recouvrement des coûts, au rendement des capitaux propres, aux structures tarifaires, aux besoins en matière de produits et aux incidences sur la facture totale moyenne des clients; les attentes en ce qui a trait aux échéanciers et au contenu des demandes adressées à la CEO, les audiences tenues avec celle-ci ou les décisions rendues par celle-ci et par d'autres organismes de réglementation; les énoncés relatifs au plan à long terme en matière d'énergie; les attentes liées au *Framework for Transmission Project Development Plans* de la CEO; les énoncés portant sur les poursuites en cours; les énoncés à l'égard de la tarification en fonction de la période d'utilisation; les attentes

en matière de production future d'énergie renouvelable; les énoncés à l'égard de notre situation de trésorerie, de nos sources de financement et de l'utilisation que nous en ferons; les attentes concernant nos activités de financement, notamment en ce qui a trait à nos objectifs en matière de gestion du capital et notre capacité à avoir accès aux marchés des capitaux; les attentes relativement à notre dette venant à échéance et aux paiements d'intérêts; les attentes concernant les résultats de nos projets en cours et prévus et de nos initiatives et leur date d'achèvement; les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures prévues, le calendrier de ces dépenses et nos plans d'investissement; les énoncés visant nos obligations contractuelles et autres engagements; les énoncés concernant l'incidence de la charge sur les produits, notamment l'incidence prévue des programmes de CGD; l'incidence des taux d'intérêt sur nos besoins en matière de produits et sur nos résultats d'exploitation; les énoncés concernant l'incidence estimative des changements apportés à la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme sur nos résultats d'exploitation; l'incidence sur nos activités de la fiabilité et du calendrier des approvisionnements en matières, fournitures et services et du risque de crédit lié aux contreparties; les prévisions en matière de cotisations de retraite futures, l'incidence du coût tendanciel des soins de santé sur les coûts liés aux avantages sociaux futurs et de rendement de notre régime de retraite; la possibilité que la province promulgue des déclarations aux termes de l'entente de principe que nous avons conclue avec elle; des énoncés relatifs aux éventuelles actions du gouvernement provincial et des organismes de réglementation; les attentes concernant le raccordement de nouvelles installations de production à nos réseaux de transport et de distribution; les attentes visant l'état des actifs; des énoncés relatifs aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre et au marché de la main-d'œuvre spécialisée; des énoncés portant sur le montant et le calendrier des dépenses environnementales estimatives futures, notamment en ce qui a trait à l'évaluation et à la remise en état des terrains contaminés et aux BPC; des énoncés sur les dépenses futures liées à l'enlèvement de l'amiante et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations; les attentes concernant notre stratégie en matière de technologie de l'information et notre système de production de rapports; la possibilité que nous décidions dans l'avenir d'émettre des titres d'emprunt libellés en devises; les attentes relatives aux dépenses prévues dans le cadre du transfert des actifs situés sur des terres indiennes; des énoncés relatifs à l'entente d'impartition conclue avec Inergi LP; des énoncés relatifs à la propriété provinciale des corridors de transport; des énoncés relatifs aux estimations comptables d'importance critique; des énoncés concernant les IFRS, le passage aux IFRS et l'effet sur notre société de l'absence de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS; des énoncés relatifs aux périodes visées par nos perspectives, y compris les prévisions en ce qui a trait à notre rôle au sein du secteur d'activité, à nos rendements financiers, à nos cotes de solvabilité et à la qualité de notre crédit et aux changements structurels touchant notre société. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de», « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qu'il est difficile de prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous nous dégageons de toute obligation de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, l'absence de décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire, l'absence de retards dans l'obtention des approbations requises, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos activités de distribution et de transport, la stabilité de l'environnement réglementaire, la préparation de plans d'affaires, de documents réglementaires et d'un programme de dépenses en immobilisations futures en supposant qu'à compter de 2011 la comptabilité des activités à tarifs réglementés ne sera plus permise selon les IFRS, l'absence de changements défavorables à la réglementation environnementale et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris de l'information obtenue auprès de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- l'incidence de la Loi sur l'énergie verte et du plan à long terme en matière d'énergie, notamment les dépenses imprévues en découlant;
- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;

- l'opposition du public aux projets prévus et les délais dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province et que cette dernière pourrait promulguer des déclarations aux termes de l'entente de principe, et le fait que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties liées;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation élaborée, notamment les risques afférents à une action ou à une omission de la CEO;
- le calendrier et les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement de nos dépenses et nos tarifs ainsi que les modifications apportées à la réglementation soumise à l'examen de divers organismes de réglementation;
- l'incidence que pourraient avoir les programmes de CGD sur notre charge et nos produits;
- des modifications imprévues dans la demande d'électricité ou dans nos coûts;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant et à un coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations et d'autres obligations;
- le risque associé à la mise en œuvre des programmes d'immobilisations, d'exploitation, d'entretien et d'administration requis pour assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants;
- le risque que nous ne puissions pas recouvrer tous les coûts liés à nos projets en vue de préparer une soumission associée au *Framework for Transmission Project Development Plans* de la CEO;
- le risque que nous n'arrivions pas à obtenir les matières nécessaires à l'exécution de nos programmes de travaux;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et la possibilité que nous soyons dans l'incapacité de recruter et de fidéliser du personnel compétent;
- le risque que les hypothèses à la base des passifs environnementaux comptabilisés et des actifs réglementaires en découlant changent;
- le risque associé aux coûts futurs d'enlèvement de l'amiante encore indéterminés;
- le risque que nos installations soient touchées par des intempéries, des désastres naturels ou des catastrophes, et le fait que notre couverture d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- les risques associés à la sécurité du système d'information et au maintien d'une infrastructure complexe de systèmes de technologie de l'information et à la migration de la majorité de nos procédés financiers et administratifs à un système de gestion et financier intégré;
- les taux d'intérêt futurs, le rendement futur des placements, l'inflation, les variations des prestations et les variations des hypothèses actuarielles;
- le risque associé aux variations des taux d'intérêt;
- l'incapacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires ou en temps opportun et la possibilité de conflits de travail;
- le risque que les transferts d'actifs situés sur des terres indiennes se traduisent par des frais importants pour nous;
- la possibilité que nous devions engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions actuellement imparties, si notre convention avec Inergi LP prenait fin;
- l'incidence de la propriété par la province de terrains essentiels à notre réseau de transport;
- l'incidence de la conclusion finale de l'exposé-sondage portant sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et d'autres facteurs sous la rubrique « *Gestion des risques et facteurs de risque* » du présent rapport de gestion. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

Nous tenons également à avertir le lecteur que certains renseignements contenus dans le présent rapport de gestion à propos de nos perspectives sur des sujets comme nos dépenses futures ne sont fournis que pour donner une idée de la nature de certains de nos plans futurs et peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Le présent rapport de gestion est daté du 10 février 2011. Le lecteur peut consulter de l'information supplémentaire sur notre société, y compris notre notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société »). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et en vertu des lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui font appel au jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut la prise en compte des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion fournit également des informations sur la situation de trésorerie et sur les sources de financement, sur les tendances en matière d'exploitation, sur les risques et sur les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent différer des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles en date du 10 février 2011.

Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et assure un service d'audit interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion des risques, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. De plus, les contrôles internes et les contrôles de communication de l'information ont été documentés, évalués, audités et identifiés en vertu du Règlement 52-109 (projet de loi 198). Le service d'audit interne évalue, conformément à son plan d'audit annuel, l'efficacité de ces contrôles internes et présente au besoin ses constatations à la direction et au comité d'audit et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été examinés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des auditeurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport des auditeurs indépendants, figurant dans le présent rapport annuel, fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité d'audit et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité d'audit et des finances de Hydro One se réunit périodiquement avec la direction, ainsi qu'avec les auditeurs internes et les auditeurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et de passer en revue les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les auditeurs externes ont eu librement et directement accès au comité d'audit et des finances, en présence ou en l'absence de la direction, pour discuter de leur audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

La présidente et chef de la direction ainsi que la vice-président directeur et chef des finances ont produit les attestations portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, sur les contrôles et procédures de communication de l'information connexes, ainsi que sur la conception et l'efficacité des contrôles à l'égard de l'information financière connexes en vertu du Règlement 52-109.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction

Sandy Struthers
Vice-président directeur et chef des finances

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Hydro One Inc. qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 et les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des bénéfices non répartis, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes contenant un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et effectuions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, mais non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Hydro One au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG LLP

Comptables agréés, experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 10 février 2011

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	**2010**	2009
Produits		
Transport *(note 16)*	**1 307**	1 147
Distribution *(note 16)*	**3 754**	3 534
Divers	**63**	63
	5 124	4 744
Charges		
Achats d'électricité *(note 16)*	**2 474**	2 326
Exploitation, entretien et administration *(note 16)*	**1 078**	1 057
Amortissement *(note 3)*	**583**	537
	4 135	3 920
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**989**	824
Charges de financement *(note 4)*	**342**	308
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**647**	516
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés *(notes 5 et 16)*	**56**	46
Bénéfice net	**591**	470
Autres éléments du résultat étendu	**–**	–
Résultat étendu	**591**	470
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens) (note 15)*	**5 727**	4 528

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Bénéfices non répartis aux 1er janvier	**1 791**	1 497
Modification de la convention comptable portant sur la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs *(note 2)*	**–**	12
Bénéfice net	**591**	470
Dividendes *(note 15)*	**(28)**	(188)
Bénéfices non répartis aux 31 décembre	**2 354**	1 791

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Cumul des autres éléments du résultat étendu aux 1er janvier	**(10)**	(10)
Autres éléments du résultat étendu	**–**	–
Cumul des autres éléments du résultat étendu aux 31 décembre	**(10)**	(10)

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie	**33**	–
Placements à court terme *(note 17)*	**139**	–
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses de 25 millions de dollars; 25 millions de dollars en 2009) *(note 16)*	**911**	843
Actifs réglementaires *(note 8)*	**42**	72
Matières et fournitures	**21**	21
Actifs d'impôts futurs *(note 5)*	**35**	21
Autres	**8**	16
	1 189	973
Immobilisations corporelles *(note 6)*		
Immobilisations corporelles en service	**19 767**	18 407
Moins : l'amortissement cumulé	**7 247**	6 815
	12 520	11 592
Immobilisations en cours	**1 402**	1 256
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	**139**	150
	14 061	12 998
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires *(notes 8 et 22)*	**1 013**	858
Actif au titre des prestations constituées *(note 12)*	**460**	424
Placement à long terme *(note 9)*	**249**	–
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé) *(notes 2 et 7)*	**189**	218
Écart d'acquisition	**133**	133
Actifs d'impôts futurs *(notes 2 et 5)*	**19**	18
Autres	**9**	13
	2 072	1 664
Total de l'actif	**17 322**	15 635

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS (suite)

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Passif		
Passif à court terme		
Dette bancaire	**–**	26
Créditeurs et charges à payer *(notes 13 et 16)*	**884**	800
Passifs réglementaires *(note 8)*	**72**	100
Intérêts courus	**84**	74
Billets à court terme à payer	**–**	55
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme *(note 9)*	**500**	600
	1 540	1 655
Dette à long terme *(note 9)*	**7 278**	6 281
Autres passifs à long terme		
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite *(note 12)*	**980**	940
Passifs réglementaires *(notes 8 et 22)*	**540**	489
Passifs d'impôts futurs *(notes 5 et 22)*	**693**	533
Passifs environnementaux *(note 13)*	**287**	303
Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations *(note 14)*	**11**	–
Créditeurs et autres passifs à long terme	**12**	16
	2 523	2 281
Total du passif	**11 341**	10 217
Éventualités et engagements *(notes 18 et 19)*		
Capitaux propres *(note 15)*		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	**323**	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**2 354**	1 791
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(10)**	(10)
Total des capitaux propres	**5 981**	5 418
Total du passif et des capitaux propres	**17 322**	15 635

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,

James Arnett
Président

Michael J. Mueller
Président du comité d'audit et des finances

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**591**	470
Dépenses liées à l'environnement	**(17)**	(9)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie		
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	**526**	487
Comptes d'actifs et de passifs réglementaires	**(10)**	(34)
Impôts futurs	**(8)**	16
Obligation liée à la mise hors services d'immobilisations	**4**	–
Autres	**1**	–
	1 087	930
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation *(note 17)*	**77**	(38)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 164**	892
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	**1 500**	1 150
Remboursement sur la dette à long terme	**(600)**	(400)
Billets à court terme à payer	**(55)**	55
Dividendes versés	**(28)**	(188)
Autres	**–**	2
Rentrées nettes liées aux activités de financement	**817**	619
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations		
Immobilisations corporelles	**(1 557)**	(1 473)
Actifs incorporels	**(13)**	(93)
	(1 570)	(1 566)
Placement à long terme	**(250)**	–
Autres actifs	**37**	13
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(1 783)**	(1 553)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**198**	(42)
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 1er janvier	**(26)**	16
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 31 décembre *(note 17)*	**172**	(26)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province de l'Ontario (la « province »). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Ces activités sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »), Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Lake Erie Link Management Inc. et Hydro One Lake Erie Link Company Inc.

Règles comptables

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada »).

Établissement des tarifs

Les tarifs de la société à l'égard des entreprises de transport et de distribution d'électricité sont règlementés par la CEO.

Transport

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande de tarifs de transport de Hydro One Networks pour 2007 et 2008. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé le règlement du passif au titre des frais d'exportation et de transit ainsi que de l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport, lesquels ont été pris en compte l'établissement des tarifs et remboursés aux abonnés sur la période de quatre ans terminée le 31 décembre 2010.

Le 30 mai 2008, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande d'ajustement des tarifs de transport uniformes (« TTU »), avec prise d'effet le 1er janvier 2009. Le 28 août 2008, la CEO a approuvé la demande permettant à Hydro One Networks de recouvrer les produits conformément aux besoins en matière de produits approuvés par la CEO pour 2008, lesquels reflètent le remboursement intégral des montants inscrits au titre du mécanisme de partage du bénéfice (« MPB ») et du compte de report lié aux produits (« CRLP ») aux abonnés à la fin de 2008.

Pour obtenir le financement qu'exige l'infrastructure requise, Hydro One Networks a déposé, en septembre 2008, une demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010. Cette demande visait l'approbation par la CEO des besoins en matière de produits d'environ 1 233 millions de dollars pour 2009 et 1 341 millions de dollars pour 2010, selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,53 % et de 9,35 % respectivement en 2009 et en 2010. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu sa décision concernant cette demande de tarifs de transport. La décision, qui a pris effet le 1er juillet 2009, a donné lieu à une diminution des besoins en matière de produits de 1 180 millions de dollars pour 2009 et de 1 240 millions de dollars pour 2010, en raison essentiellement de la baisse des taux de rendement des capitaux propres approuvés. La CEO a refusé des dépenses en immobilisations de mise en valeur de 180 millions de dollars pour 2010, mais elle a accepté de réexaminer les projets si de nouveaux éléments probants lui étaient fournis. Le 4 septembre 2009, Hydro One a déposé de nouveaux éléments probants à l'égard de deux projets, lesquels visent des dépenses en immobilisations de 160 millions de dollars environ. La CEO a approuvé que les éléments probants supplémentaires soient pris en compte dans le cadre de l'établissement des tarifs de Hydro One Networks pour 2010. Les besoins en matière de produits ont donc été révisés et portés à 1 257 millions de dollars pour 2010, compte tenu d'un taux de rendement des capitaux propres mis à jour de 8,39 % pour 2010.

Le 19 mai 2010, Hydro One Networks a déposé une demande de tarifs de transport pour 2011 et pour 2012 dans le but d'appuyer encore la réfection de son infrastructure essentielle vieillissante ainsi que ses objectifs relatifs à la mixité des sources d'approvisionnement pour la production, y compris des mesures d'élimination de la houille et la mise en place d'investissements dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte. Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars pour 2011 et 1 547 millions de dollars pour 2012.

Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu une décision qui a pris effet le 1er janvier 2011 à l'égard de besoins en matière de produits de 1 346 millions de dollars pour 2011 et de 1 658 millions de dollars pour 2012. La modification des besoins en matière de produits de la société pour 2012 a entraîné une hausse des besoins en matière de produits par rapport au montant initialement présenté, étant donné que la CEO a enjoint Hydro One d'adopter un mode de comptabilisation conforme aux IFRS pour les frais indirects capitalisés, entraînant une hausse de 200 millions de dollars pour 2012.

Distribution

Le 18 décembre 2008, la CEO a rendu une décision approuvant la quasi-totalité des dépenses des programmes des travaux en date du 1er mai 2008, décision qui a pris effet le 1er février 2009. La CEO a également approuvé le recouvrement des dépenses à l'égard des compteurs intelligents engagées avant la fin de 2007. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé l'établissement du compte de recouvrement des produits (Avenant 4) qui servira à constater l'écart entre les produits générés par les tarifs de distribution actuels et ceux découlant des nouveaux tarifs. L'Avenant 4 est recouvré sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011.

Vers la fin de 2008, Hydro One Networks a déposé une demande à l'égard d'un mécanisme de réglementation par incitatif pour 2009, une mise à jour ayant été déposée en janvier 2009, pour tenir compte de l'incidence de la décision relative aux tarifs de distribution de 2008. Cette demande a été déposée en se fondant sur le processus du mécanisme de tarification par incitatifs (le « MTI ») de troisième génération qui ajuste les tarifs en tenant compte de l'inflation, des cibles en matière de productivité, des événements importants qui sont indépendants de la volonté de la direction et d'un mécanisme d'ajustement du capital qui sert à recouvrer les coûts engagés à l'égard des nouvelles immobilisations qui sont mises en service et qui sont supérieurs à un seuil prescrit. Le 13 mai 2009, la CEO a rendu sa décision approuvant la hausse de base du MTI et le montant mensuel de 1,65 $ par abonné qui utilise un compteur intelligent. Les tarifs révisés ont été approuvés avec prise d'effet le 1er mai 2009, et ils sont entrés en vigueur le 1er juin 2009.

En 2009, Hydro One Networks a déposé une demande liée aux coûts de prestation de service auprès de la CEO concernant les tarifs de distribution de 2010 et de 2011. Cette demande tient compte du plan d'investissement de la société dans les actifs des réseaux afin de lui permettre d'atteindre les objectifs relatifs à la sécurité de la population et du personnel, à la conformité avec les lois et les règlements, au maintien de la sécurité et de la fiabilité des réseaux, aux besoins de croissance des réseaux et aux investissements exigés en vertu de la Loi sur l'énergie verte. Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 150 millions de dollars pour 2010 et 1 264 millions de dollars pour 2011.

Le 9 avril 2010, la CEO a fait connaître sa décision d'approuver des besoins en matière de produits de 1 146 millions de dollars pour 2010 et de 1 236 millions de dollars pour 2011 en appui aux programmes de travaux nécessaires, à la mise en œuvre de la Loi sur l'énergie verte et à l'installation de compteurs intelligents. La CEO a également approuvé certains soldes de comptes de report liés à la distribution soumis par Hydro One Networks dans sa demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, du compte de recouvrement d'actif réglementaire I, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire (Avenant 6) à recouvrer sur une période de 18 mois, allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011.

Le 1er novembre 2007, Hydro One Brampton a déposé une demande de tarifs de 2008, s'appuyant à cette fin sur les politiques de la CEO en matière de MTI de deuxième génération qui font intervenir une formule approuvée par la CEO tenant compte de l'inflation et des cibles d'efficience. Le 19 mars 2008, la CEO a rendu sa décision. Les tarifs révisés, y compris un montant de 67 cents par mois par abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés et sont entrés en vigueur le 1er mai 2008.

Le 7 novembre 2008, Hydro One Brampton a déposé, dans le même esprit, une demande pour les tarifs de distribution de 2009. Le 13 mars 2009, la CEO a rendu sa décision et approuvé la demande s'appuyant sur ses politiques en matière de MTI de deuxième génération. Les tarifs révisés, y compris un montant de 1,00 $ par mois pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés, et sont entrés en vigueur le 1er mai 2009.

Le 6 novembre 2009, Hydro One Brampton a déposé une demande de tarifs de distribution pour 2010, s'appuyant à cette fin sur les politiques de la CEO en matière de MTI de deuxième génération. Le 13 avril 2010, la CEO a rendu sa décision, et approuvé cette demande compte tenu de son coût du capital et de ses politiques en matière de MTI de deuxième génération. Les tarifs révisés ont été approuvés, et sont entrés en vigueur le 1er mai 2010.

Le 29 août 2008, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service de 2009 qui proposait une augmentation d'environ 10 millions de dollars par rapport aux besoins approuvés de 2006 en matière de produits, en raison de la hausse des coûts du carburant. Le 30 avril 2009, la CEO a rendu une décision à l'égard de cette demande de tarifs, et a approuvé, avec prise d'effet le 1er mai 2009, la totalité des dépenses liées aux programmes de travaux.

Le 4 novembre 2009, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs de distribution pour 2010 aux termes du MTI de troisième génération de la CEO, laquelle requérait l'approbation d'une hausse des tarifs de base pour la distribution et la production d'électricité avec prise d'effet le 1er mai 2010. L'augmentation rendait compte des ajustements normalisés au titre de l'inflation intégrés dans les demandes en matière de MTI de troisième génération. Le 14 avril 2010, la CEO a rendu une décision concernant cette demande de tarifs aux termes de ses politiques en matière de MTI de troisième génération. Les tarifs révisés ont été approuvés en vue de leur entrée en vigueur le 1er mai 2010.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, entraînant la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir d'abonnés futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. La société évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires, et persiste à croire qu'il est probable que la CEO considérera ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement de tarifs futurs. Si la société jugeait, ultérieurement, qu'il n'était plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable en question serait imputée aux résultats d'exploitation de la période où cette évaluation est faite. Des actifs et des passifs réglementaires précis sont présentés à la note 8.

Constatation et répartition des produits

Les produits tirés du transport sont recouvrés dans les tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins en matière de produits approuvés qui comportent un taux de rendement. Ces produits sont constatés à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés à mesure que l'électricité est livrée aux clients. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des abonnés ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs totalisaient 493 millions de dollars au 31 décembre 2010 (434 millions de dollars en 2009).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les abonnés résidentiels en région rurale et éloignée, qui est reçu de la société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque l'équipement est livré.

Impôts sur le bénéfice des sociétés et impôts sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que dans la *Loi de 2007 sur les impôts (Ontario) [Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), avant 2009], modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements connexes.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, la société a adopté les modifications apportées au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices » et au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », du *Manuel de l'ICCA* (« Institut Canadien des Comptables Agréés »). Ces chapitres modifiés établissent de nouvelles normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables aux actifs et aux passifs d'impôts futurs d'entreprises à tarifs réglementés.

Dans le cas des opérations et des événements qui donnent lieu à des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, l'adoption de ces normes modifiées le 1er janvier 2009 a obligé la société à constater des actifs et des passifs d'impôts futurs, ainsi que des passifs et des actifs réglementaires correspondants.

Les ajustements aux bénéfices non répartis ont été constatés le 1er janvier 2009 pour tenir compte de l'incidence cumulative sur le bénéfice des actifs et des passifs d'impôts futurs au 31 décembre 2008 qui ne sont pas pris en compte dans le processus d'établissement des tarifs.

Impôts exigibles

La provision pour les impôts exigibles ainsi que les actifs et les passifs comptabilisés au cours de l'exercice à l'étude et des exercices passés sont évalués selon les montants à recevoir de la SFIEO ou à payer à cette dernière.

Impôts futurs

Les impôts futurs sont constatés selon la méthode axée sur le bilan pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers et leur valeur fiscale respective utilisée pour calculer le bénéfice imposable.

Des passifs d'impôts futurs sont généralement constatés sur tous les écarts temporaires imposables, et des actifs d'impôts futurs sont comptabilisés dans la mesure où il est plus probable qu'improbable qu'ils se réaliseront à partir du bénéfice imposable dont la société pourrait déduire les écarts temporaires qui s'appliquent.

Les impôts futurs sont calculés selon les taux d'imposition qui devraient s'appliquer dans la période au cours de laquelle un passif est réglé ou un actif est réalisé, compte tenu des taux d'imposition (et des lois fiscales) qui sont en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date du bilan. Les impôts futurs sont portés au débit ou au crédit à l'état des résultats et du résultat étendu.

La valeur comptable des actifs d'impôts futurs est examinée chaque année à la date d'arrêté des comptes, et elle est diminuée si la totalité ou une tranche des actifs d'impôts futurs ne répond plus au critère du « plus probable qu'improbable ». Les actifs d'impôts futurs non constatés antérieurement sont réévalués chaque année à la date d'arrêté des comptes, et ils sont constatés dans la mesure où il est devenu plus probable qu'improbable qu'ils soient recouvrés à partir du bénéfice imposable futur.

La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux actifs d'impôts futurs résultant du processus de tarification.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les matières consommables, les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend le coût des matières et de la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement de l'équipement de service et la provision pour fonds utilisés durant la construction d'immobilisations corporelles d'entreprises réglementées autorisée par la CEO ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains, les composantes et pièces de rechange importantes ainsi que les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, l'équipement de raccordement et les installations de mise à la terre, ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations se rapportant à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communication

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, l'équipement téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, l'équipement de transport et de travail, les outils, les véhicules et d'autres immobilisations corporelles mineures.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès à des terrains.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels s'entendent des logiciels d'application et d'autres actifs. Ces actifs sont capitalisés au coût, qui comprend le coût des matières, le coût des logiciels achetés, les coûts de main-d'œuvre et de consultation, les frais d'ingénierie, les coûts indirects et la provision pour fonds utilisés durant la construction d'immobilisations corporelles d'entreprises réglementées autorisée par la CEO.

Immobilisations et aménagement en cours de réalisation

Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services partagés du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier, conformément à la méthodologie approuvée par la CEO. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction et des actifs incorporels en cours d'aménagement, liés aux activités à tarifs réglementés, sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, approuvée par la CEO (4,34 % en 2010 et 5,89 % en 2009).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, essentiellement constitués des logiciels d'application, est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour l'équipement de transport et de travail, qui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

La société procède périodiquement à un examen externe de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels ainsi que des taux d'amortissement, tel qu'il est exigé par la CEO. Le dernier examen a entraîné une modification des taux avec prise d'effet le 1er janvier 2007. Un sommaire des taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs figure ci-dessous:

	Taux d'amortissement (%)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	1 % - 3 %	2 %
Distribution	1 % - 13 %	2 %
Communication	1 % - 13 %	5 %
Administration et service	1 % - 20 %	9 %

Le coût des actifs incorporels est principalement inclus dans la catégorie Administration et service, ci-dessus, et ces actifs sont amortis selon la méthode linéaire. Les taux d'amortissement des logiciels d'application et des autres actifs incorporels s'établissent dans une fourchette comprise entre 9 % et 11 %.

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat. La plupart des servitudes sont détenues de façon pérenne et ne sont pas amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine des actifs qui sont mis hors service dans des conditions normales est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'est pris en compte dans les résultats d'exploitation de la période considérée. Les gains et les pertes sur la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre d'ajustements de la charge d'amortissement. La charge d'amortissement comprend également les coûts de retrait des immobilisations corporelles lorsqu'aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisée.

Les durées de vie utile estimatives des immobilisations corporelles et des actifs incorporels sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, conformément à leur inclusion dans les tarifs d'électricité.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des entreprises de distribution locale acquises par rapport à la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. La dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation. La société a établi que l'écart d'acquisition n'a pas subi de dépréciation. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Escomptes et primes sur la dette

Les escomptes et les primes sont amortis sur la durée de la dette connexe selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Instruments financiers

Résultat étendu

Le résultat étendu est composé du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu de la société. Les autres éléments du résultat étendu comprennent l'amortissement des pertes nettes non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées, et les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie en vigueur pour autant que la couverture soit efficace. La société amortit ses pertes de couverture non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées dans les charges de financement selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée des titres de créance couverts.

Actifs et passifs financiers

Tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : placements détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, détenus à des fins de transaction, autres passifs ou disponibles à la vente. Tous les instruments financiers, y compris les dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé à l'exception des prêts et créances, des placements détenus jusqu'à l'échéance et des autres passifs financiers, qui sont évalués au coût après amortissement. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à leur juste valeur et tous les gains et pertes sont inclus dans les charges de financement de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les instruments financiers disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur et les gains et les pertes de réévaluation sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'instrument soit retiré du bilan ou déprécié. La société a classé ses instruments financiers de la façon suivante:

Trésorerie	Détenus à des fins de transaction
Débiteurs	Prêts et créances
Placements à court terme	Détenus jusqu'à l'échéance/détenus à des fins de transaction
Placement à long terme	Détenus jusqu'à l'échéance/détenus à des fins de transaction
Swap fixe-variable	Non classé
Débiteurs à long terme	Prêts et créances
Dette bancaire	Autres passifs
Créditeurs	Autres passifs
Billets à court terme à payer	Autres passifs
Dette à long terme (sauf indication contraire)	Autres passifs
Billet à moyen terme de série 14	Non classé
Billet à moyen terme de série 19 d'un montant de 500 millions de dollars	Non classé

Les placements à court terme sont généralement classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance; toutefois, certains placements à court terme sont classés comme étant détenus à des fins de transaction lorsque la société n'a pas l'intention de détenir ces groupes d'actifs jusqu'à leur échéance. La documentation relative aux placements à court terme est établie au moment où ces derniers sont effectués.

Dans le cas de titres de créance désignés dans le cadre d'une relation de couverture, comme tel est le cas pour le billet à moyen terme de série 14 et le billet à moyen terme de série 19 d'un montant de 500 millions de dollars, la dette à long terme et l'instrument de couverture s'y rapportant ne sont pas classés.

Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Tous les instruments dérivés, y compris les dérivés incorporés, sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan consolidé sauf s'ils font l'objet d'une exclusion dans le cadre du traitement d'instruments dérivés à titre d'achats ou de ventes d'éléments non financiers ou s'il est présumé que les caractéristiques économiques et les risques du dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques du contrat hôte. Toutes les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les charges de financement à moins que la comptabilité de couverture de flux de trésorerie ne soit appliquée, auquel cas les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu pour autant que la couverture soit efficace. Le gain ou la perte lié à la partie inefficace, le cas échéant, est constaté dans les charges de financement.

La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

La société met au point régulièrement des stratégies de couverture en tenant compte des objectifs de gestion des risques. À la mise en place d'une relation de couverture, la société documente en bonne et due forme la relation de couverture entre l'élément couvert et l'instrument de couverture, son objectif en matière de gestion des risques pour la mise en place de la relation de couverture, de la nature du risque précis qui fait l'objet d'une couverture et de la méthode d'évaluation de l'efficacité de la relation de couverture. La société évalue également, lors de la mise en place et de façon continue par la suite, l'efficacité des éléments de couverture utilisés pour contrebalancer les variations de la juste valeur ou de flux de trésorerie des éléments couverts.

Coûts de transaction
Les coûts de transaction des actifs et passifs financiers qui ne sont pas classés parmi les instruments détenus à des fins de transaction sont ajoutés à la valeur comptable de l'actif ou du passif, puis sont amortis sur la durée de vie prévue de l'instrument selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Informations à fournir sur les instruments financiers
La juste valeur marchande de la dette à long terme de la société est établie selon les niveaux de la hiérarchie de la juste valeur, comme il est indiqué à la note 10.

Avantages sociaux futurs
Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans, au minimum. Les coûts liés au régime de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les coûts de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif au titre des prestations constituées du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts des avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés dans le coût des immobilisations corporelles.

Coûts environnementaux
Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la remise en état des sites contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (les « BPC ») retirée de l'équipement électrique, d'après la valeur actualisée de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des abonnés. Hydro One revoit constamment ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
Lorsque la loi ou la réglementation l'exige, Hydro One constate une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations en fonction de la valeur actualisée de la juste valeur estimatives des dépenses liées au retrait de certains actifs et à l'atténuation des impacts sur les sites en cause. Lorsque la société prévoit que les dépenses connexes pourraient être recouvrées au moyen des tarifs futurs, un montant correspondant est capitalisé comme coût lié à l'immobilisation visée. Certains actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui sont sur des parcelles grevées d'une servitude ou sur des emprises qu'elle ne possède pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou sans autre précision. La majorité des servitudes et des emprises de la société sont soit perpétuelless, soit renouvelées automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses installations de façon pérenne, il n'existe actuellement aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations. Si, dans l'avenir, une installation ne semble plus respecter les critères de la pérennité, elle fera l'objet d'un examen pour déterminer s'il existe une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pouvant être évaluée. Si tel est le cas, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment-là.

Recours à des estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels à la date du bilan ainsi que sur la valeur comptable des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la CEO ou la province.

Modifications comptables récentes

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables (le « CNC ») du Canada a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus du Canada aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. Le 14 octobre 2009, le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public a publié un résumé des décisions confirmant que les organismes publics de type commercial adopteront les normes s'appliquant aux organismes publics ayant une obligation de rendre des comptes après le 1er janvier 2011. Le 10 septembre 2010, le CNC a autorisé les entités à tarifs réglementées à reporter au 1er janvier 2012 leur date de mise en œuvre des IFRS. Par conséquent, la société établira ses états financiers de l'exercice terminé le 31 décembre 2012 selon les IFRS, avec retraitement des montants constatés dans le bilan d'ouverture en IFRS au 1er janvier 2011, à des fins de comparaison. La société continue d'évaluer l'incidence de la conversion aux IFRS sur ses résultats d'exploitation.

3. AMORTISSEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Amortissement des immobilisations corporelles en service	**456**	418
Amortissement des actifs incorporels	**43**	36
Coûts du retrait d'immobilisations corporelles	**57**	50
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	**27**	33
	583	537

4. CHARGES DE FINANCEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Intérêts sur la dette à long terme à payer	**409**	369
Moins : les intérêts capitalisés sur les immobilisations en cours et projets de mise en valeur	**(54)**	(58)
les intérêts gagnés sur les placements	**(3)**	(1)
Autres	**(10)**	(2)
	342	308

5. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE DES SOCIÉTÉS

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (les « PER ») diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral canadien et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit:

(en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Bénéfice avant provision pour PER	**647**	516
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	**31,00 %**	33,00 %
Provision pour PER au taux prévu par la loi	**201**	170
Augmentation (diminution) découlant de ce qui suit :		
Écarts temporaires nets inclus dans les montants imputés aux abonnés		
Excédent de l'amortissement fiscal par rapport à l'amortissement comptable	**(82)**	(74)
Comptes d'écarts liés au règlement au détail	**–**	4
Excédent des cotisations au régime de retraite par rapport à la charge de retraite	**(18)**	(15)
Coûts indirects capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(13)**	(14)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(17)**	(19)
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite par rapport aux paiements en espèces	**3**	1
Dépenses liées à l'environnement	**(5)**	(3)
Autres	**(15)**	(6)
Écarts temporaires nets	**(147)**	(126)
Écarts permanents nets	**2**	2
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice	**56**	46
Provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles	**64**	30
Provision pour paiements en remplacement des impôts futurs	**(8)**	16
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice	**56**	46
Taux d'imposition effectif	**8,66 %**	8,91 %

La provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles, établie à 64 millions de dollars, représente le montant à payer à la SFIEO au titre du bénéfice de l'exercice courant. Le solde impayé à régler à la SFIEO s'établissait à 17 millions de dollars au 31 décembre 2010 (somme pouvant être recouvrée de 6 millions de dollars en 2009).

Les paiements en remplacement des impôts futurs pouvant être recouvrés, établis à 8 millions de dollars, reflètent la baisse du passif au titre des paiements en remplacement des impôts futurs qui ne sont pas censés être recouvrés auprès des abonnés de la société au moyen des tarifs futurs. La baisse du passif au titre des paiements en remplacement des impôts futurs qui est censée être recouvrée auprès des abonnés de la société au moyen des tarifs futurs a donné lieu à une diminution des actifs réglementaires.

Actifs et passifs d'impôts futurs

Les paiements en remplacement des actifs et des passifs d'impôts futurs découlent de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs de la société. L'incidence fiscale de ces écarts est la suivante :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Actifs d'impôts futurs		
Excédent de l'amortissement comptable par rapport à l'amortissement fiscal	**9**	6
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite par rapport aux paiements en espèces	**5**	4
Comptes d'écarts liés au règlement au détail	**–**	3
Dépenses liées à l'environnement	**3**	3
Autres	**5**	3
Total des actifs d'impôts futurs	**22**	19
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**3**	1
	19	18

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Passifs d'impôts futurs		
Excédent de l'amortissement fiscal par rapport à l'amortissement comptable	**(1 004)**	(825)
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite par rapport aux paiements en espèces	**337**	314
Dépenses liées à l'environnement	**76**	82
Montants liés au transport et à la distribution reçus, mais non constatés à des fins comptables	**(69)**	(68)
Écart d'acquisition	**(17)**	(18)
Comptes d'écarts liés au règlement au détail	**5**	5
Autres	**11**	(3)
Total des passifs d'impôts futurs	**(661)**	(513)
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**32**	20
	(693)	(533)

Au 31 décembre 2010, des paiements en remplacement des actifs d'impôts futurs de 574 000 $ (461 000 $ en 2009), selon les taux d'imposition et les lois pratiquement en vigueur, n'ont pas été constatés étant donné qu'il est plus probable qu'improbable que les actifs ne seront pas réalisés dans l'avenir.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
2010				
Transport	**10 204**	**3 626**	**1 070**	**7 648**
Distribution	**7 230**	**2 556**	**262**	**4 936**
Communication	**892**	**426**	**37**	**503**
Administration et service	**1 089**	**554**	**33**	**568**
Servitudes	**491**	**85**	**–**	**406**
	19 906	**7 247**	**1 402**	**14 061**
2009				
Transport	9 485	3 455	956	6 986
Distribution	6 773	2 392	220	4 601
Communication	806	376	54	484
Administration et service	1 007	510	26	523
Servitudes	486	82	–	404
	18 557	6 815	1 256	12 998

Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ils ont totalisé 54 millions de dollars en 2010 (55 millions de dollars en 2009).

7. ACTIFS INCORPORELS

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Actifs incorporels	Amortissement cumulé	Actifs incorporels en cours de réalisation	Total
2010				
Logiciels d'application	**395**	**209**	**1**	**187**
Autres actifs	**5**	**3**	**–**	**2**
	400	**212**	**1**	**189**
2009				
Logiciels d'application	379	166	3	216
Autres actifs	5	3	–	2
	384	169	3	218

Les coûts de financement des actifs incorporels en cours de réalisation sont capitalisés, y compris la provision pour fonds utilisés durant la construction des actifs réglementés; ils ont été de néant en 2010 (3 millions de dollars en 2009).

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Actifs réglementaires		
Actif réglementaire au titre des impôts futurs	**674**	523
Actif réglementaire lié à l'environnement	**309**	327
Compte d'écarts liés aux coûts de retraite	**27**	7
Avenant 2 (compte de recouvrement d'actif réglementaire II)	**11**	19
Compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	**7**	24
Compte au titre du coût des projets de mise en valeur à long terme	**7**	2
Avenant 4 (compte de recouvrement des produits)	**5**	18
Autres	**15**	10
Total des actifs réglementaires	**1 055**	930
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**42**	72
	1 013	858

Passifs réglementaires		
Coûts de retraite reportés	**460**	424
Compte d'écarts liés aux produits externes	**29**	12
Passif réglementaire au titre des impôts futurs	**30**	32
Compte d'écarts liés au règlement de détail	**22**	–
Avenant 3 (compte de remboursement de passifs réglementaires)	**19**	49
Avenant 6	**19**	31
Avenant 8	**9**	–
Avenant lié à Hydro One Brampton	**6**	9
Frais d'exportation et de transit	**3**	15
Autres	**15**	17
Total des passifs réglementaires	**612**	589
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**72**	100
	540	489

Actifs réglementaires

Actif et passif réglementaires au titre des impôts futurs

Les impôts futurs sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers et leur valeur fiscale correspondante utilisée pour calculer le bénéfice imposable. La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux impôts futurs pris en compte dans le processus d'établissement des tarifs. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été comptabilisée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire n'aurait été établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été plus élevée d'environ 104 millions de dollars (127 millions de dollars en 2009), compte tenu de l'incidence d'une modification du taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Actif réglementaire lié à l'environnement

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour remettre en état les sites contaminés dans le passé (voir la note 13). Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire. En 2010, cet actif réglementaire a été réduit de 15 millions de dollars (haussé de 30 millions de dollars en 2009) afin de refléter les variations correspondantes du passif de la société en matière de BPC, et il a été réduit de 1 million de dollars (haussé de 40 millions de dollars en 2009) pour tenir compte d'une variation du passif lié à l'évaluation et à la remise en état des terrains. L'actif réglementaire lié à l'environnement est porté en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles engagées. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires réelles de Hydro One et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été moins élevées de 16 millions de dollars (plus élevées de 70 millions de dollars en 2009). Par ailleurs, la charge d'amortissement de 2010 aurait été moins élevée de 17 millions de dollars (9 millions de dollars en 2009) et les charges de financement auraient été plus élevées de 15 millions de dollars (13 millions de dollars en 2009).

Compte d'écarts liés aux coûts de retraite

Le compte d'écarts liés aux coûts de retraite a été établi à l'égard des entreprises de transport et distribution de Hydro One Networks afin de comptabiliser l'écart entre les coûts de retraite réellement engagés par la société et les coûts de retraite estimatifs approuvés par la CEO. Le solde de ce compte reflète l'excédent des coûts de retraite payés par la société par rapport aux montants approuvés par la CEO. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu sa décision en ce qui a trait à la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de transport de Hydro One Networks pour 2009 et 2010. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé que le solde prévu de ce compte, majoré des intérêts courus, soit recouvré sur une période de 18 mois terminée le 31 décembre 2010. Dans le cadre de sa décision rendue le 23 décembre 2010 et portant sur la demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012, la CEO a approuvé que le solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, soit recouvré sur une période de un an allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les produits auraient été moins élevés de 20 millions de dollars en 2010 (7 millions de dollars en 2009).

Avenant 2 ou compte de recouvrement d'actif réglementaire II (« CRAR II »)

Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique une décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes du compte de reports liés à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One. Le CRAR II comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, majorés des intérêts courus. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la charge d'amortissement de 2010 aurait été moins élevée de 8 millions de dollars (23 millions de dollars en 2009). Par ailleurs, les charges de financement connexes seraient demeurées les mêmes pour les deux exercices.

Compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée

Hydro One reçoit de la SIERE des montants au titre de la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée. Une tranche de ces montants est versée à l'égard des abonnés résidentiels de Hydro One Networks qui sont admissibles à une protection des tarifs. En 2002, la CEO a approuvé un mécanisme visant à recouvrer les montants du compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée au moyen des frais de service du marché de gros. Les écarts entre les montants versés à Hydro One par la SIERE et les montants fixes admissibles en vertu de la réglementation, et par la suite établis aux termes de décisions rendues par la CEO sur la base tarifaire de services publics, sont consignés par la société dans le compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée en attendant que ces écarts soient réglés à une date ultérieure.

Compte au titre du coût des projets de mise en valeur à long terme

Le 28 mai 2009, la CEO a approuvé la mise en place d'un compte de reports dans lequel sont inscrits les coûts revenant à Hydro One des travaux préliminaires visant à faire progresser certains projets de transport qui avaient été cernés dans la demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010. Le 25 mars 2010, la CEO a rendu une décision modifiant la portée du compte afin d'y inclure les 20 projets de transport d'envergure indiqués dans la demande du gouvernement de l'Ontario le 21 septembre 2009. Dans le cadre de sa décision du 23 décembre 2010, la CEO a approuvé le recouvrement du solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, sur une période de un an allant du 1er janvier 2010 au 31 décembre 2011. La société prévoit qu'elle demandera le recouvrement du solde résiduel lors de sa prochaine demande de tarifs de transport. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 5 millions de dollars (2 millions de dollars en 2009).

Avenant 4 ou compte de recouvrement des produits (« CRP »)

Le 18 décembre 2008, la CEO a annoncé sa décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Les tarifs approuvés ont pris effet le 1er mai 2008 et sont entrés en vigueur le 1er février 2009. La CEO a approuvé la mise en place de l'Avenant 4 afin de comptabiliser l'écart relatif aux produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs. La CEO a publié une ordonnance selon laquelle les exigences approuvées en matière de produits seront recouvrées rétroactivement, au moyen d'un avenant tarifaire, sur une période de 27 mois commençant le 1er février 2009 et se terminant le 30 avril 2011.

Passifs réglementaires

Coûts de retraite reportés

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif au titre des prestations constituées de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre des coûts de retraite reportés découle de la constatation par la société, selon les directives de la CEO, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été moins élevées de 22 millions de dollars (plus élevées de 9 millions de dollars en 2009).

Compte d'écarts liés aux produits externes

Dans le cadre de sa décision rendue le 28 mai 2009, la CEO a approuvé les montants prévus au titre des produits tirés des services d'exportation, les produits externes liés à l'utilisation secondaire des terrains et les produits externes tirés de l'entretien des postes ainsi que des travaux d'ingénierie et de construction. Ces sources de produits compensent les besoins de la société en matière de produits, et, par conséquent, la CEO a demandé l'établissement d'un nouveau compte d'écarts pour tenir compte de tout écart entre les prévisions approuvées et les produits réels attribuable à ces sources de produits externes. Le solde reflète l'excédent des produits externes par rapport aux prévisions approuvées par la CEO. Dans le cadre de sa décision du 23 décembre 2010, la CEO a approuvé le règlement du solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, sur une période de un an, allant du 1er janvier 2010 au 31 décembre 2011.

Compte d'écarts liés au règlement de détail (« CELRD »)

Hydro One a reporté certains montants au titre d'écarts liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 de l'*Accounting Procedures Handbook* de la CEO. La décision rendue par la CEO le 18 décembre 2008 a permis le règlement des écarts liés au règlement de détail accumulés dans le compte de remboursement des passifs réglementaires (le « CRPR ») entre le 1er mai 2006 et le 30 avril 2008, y compris les intérêts. Hydro One Networks a accumulé un passif net dans son CELRD du 1er mai 2008 au 31 décembre 2009. Le 9 avril 2010, la CEO a rendu sa décision sur la demande de tarifs de distribution de Hydro One Networks, laquelle tient compte de l'autorisation de régler les écarts liés au règlement de détail cumulés au cours de cette période, y compris les intérêts, dans l'Avenant 6. Hydro One Networks a accumulé un passif net dans le CELRD depuis le 31 décembre 2009.

CRPR

Dans le cadre de sa décision du 18 décembre 2008, la CEO a approuvé certains soldes du compte de reports liés à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One, y compris des écarts liés au règlement de détail, des variations d'impôts reportés, des frais liés à la CEO et des montants liés aux compteurs intelligents. Les montants pour lesquels un recouvrement a été approuvé sont constitués des soldes engagés avant le 30 avril 2008, majorés des intérêts connexes. La CEO a ordonné que les montants approuvés soient réunis dans un seul compte réglementaire à recouvrer sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011.

Avenant 6

Dans le cadre de sa décision rendue le 9 avril 2010, la CEO a approuvé certains soldes de comptes de reports liés à la distribution soumis par Hydro One dans sa demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, le compte de recouvrement d'actif réglementaire I, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. Elle a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire à recouvrer sur une période de 18 mois, allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011.

Avenant 8

Dans le cadre de sa décision rendue le 9 avril 2010, la CEO a également demandé l'établissement de comptes de reports dans lesquels est enregistré l'écart entre les produits constatés découlant des dépenses engagées au titre du programme d'énergie verte et les sommes réellement recouvrées.

Avenant relatif à Hydro One Brampton

Le 13 avril 2010, la CEO a rendu une décision relative aux tarifs de distribution de Hydro One Brampton. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé certains soldes de comptes de reports liés à la distribution, essentiellement des écarts liés au règlement de détail, soumis par Hydro One Brampton dans sa demande. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire à régler sur une période de deux ans, allant du 1er mai 2010 au 30 avril 2012.

Frais d'exportation et de transit

Conformément aux règles du marché de la SIERE, des frais d'exportation et de transit sont recouvrés par la SIERE et versés à Hydro One à raison de 1 $ le MWh sur l'électricité exportée à l'extérieur de l'Ontario. Les sommes recouvrées au titre de ces frais d'exportation et de transit, majorées des intérêts, ont été prises en compte dans les besoins en matière de produits de l'entreprise de transport de Hydro One Networks, dans le cadre de sa demande de tarification générale pour le transport présentée à la CEO en septembre 2006. Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande relative aux tarifs de transport de la société et a approuvé les montants finaux et la façon de régler les frais d'exportation et de transit. Les frais d'exportation et de transit ont été pris en compte dans les tarifs sur une période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010.

9. DETTE

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Dette à long terme		
Débentures, 7,15 % échéant en 2010	**–**	400
Billets, 3,89 % échéant en 2010	**–**	200
Billets, 4,08 % échéant en 2011[1]	**250**	250
Billets, 6,40 % échéant en 2011	**250**	250
Billets, 5,77 % échéant en 2012	**600**	600
Billets, 5,00 %, échéant en 2013	**600**	600
Billets, 3,13 % échéant en 2014[1]	**750**	250
Billets, 2,95 % échéant en 2015	**250**	–
Billets, 4,64 % échéant en 2016	**450**	450
Billets, 5,18 % échéant en 2017	**600**	600
Billets, 4,40 % échéant en 2020	**300**	–
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	**400**	400
Billets, 6,93 % échéant en 2032	**500**	500
Billets, 6,35 % échéant en 2034	**385**	385
Billets, 5,36 % échéant en 2036	**600**	600
Billets, 4,89 % échéant en 2037	**400**	400
Billets, 6,03 % échéant en 2039	**300**	300
Billets, 5,49 % échéant en 2040	**500**	300
Billets, 6,59 % échéant en 2043	**315**	315
Billets, 5,00 % échéant en 2046	**325**	75
	7 775	6 875
Ajouter : les pertes de couverture non réalisées[1]	**8**	11
Moins : la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**(500)**	(600)
les primes non amorties, montant net	**27**	24
les frais d'émission des titres d'emprunt non amortis	**(32)**	(29)
Dette à long terme	**7 278**	6 281

[1] La perte de couverture non réalisée se rapporte au billet à moyen terme de série 14 et au billet à moyen terme de série 19 d'un montant de 500 millions de dollars émis en janvier 2010, comptabilisés comme couvertures de juste valeur. La perte de couverture non réalisée est compensée par le gain non réalisé de 8 millions de dollars (11 millions de dollars en 2009) lié aux swaps fixe-variable.

La dette à court terme représente les billets aux termes du programme de papier commercial de la société. Les billets sont libellés en dollars canadiens et ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours. En 2010, les billets portaient intérêt au taux moyen pondéré de 0,05 %.

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire une facilité de crédit de soutien renouvelable consentie et inutilisée de 1 250 millions de dollars échéant en juin 2013. Si cette facilité est utilisée, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Cette facilité appuie le programme de papier commercial de la société. Par ailleurs, la société détient 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 1 250 millions de dollars au 31 décembre 2010.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée à la note 10 selon le nombre d'années avant l'échéance.

10. VALEUR COMPTABLE ET JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

La valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2010 se présentait comme suit:

(en millions de dollars canadiens)	**Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture**	**Autres instruments financiers utilisés à des fins de couverture**	**Détenus à des fins de transaction**	**Prêts et créances**	**Autres passifs financiers**
Actifs financiers					
Trésorerie	–	–	33	–	–
Débiteurs	–	–	–	911	–
Placements à court terme	–	–	139	–	–
Placement à long terme	–	–	249	–	–
Autres actifs	8	–	–	1	–
Passifs financiers					
Créditeurs et charges à payer[1]	–	–	–	–	861
Dette à long terme	–	758	–	–	7 020

[1] Les créditeurs et charges à payer ne comprennent pas les impôts à payer ni les dividendes à payer.

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme indiquée dans le tableau ci-après est fondée sur le cours non ajusté du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comportant les mêmes échéances. L'évaluation à la juste valeur de la dette à long terme est classée comme étant de niveau 1 étant donné que les données utilisées reflètent les prix cotés sur un marché actif.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**		2009	
	Valeur comptable	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme[1]	**7 775**	**8 555**	6 875	7 302

[1] La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débentures, autres que le billet à moyen terme de série 14 et que le billet à moyen terme de série 19 d'un montant de 500 millions de dollars, qui sont désignés dans le cadre de relations de couverture.

L'exposition au risque de marché, au risque de crédit et au risque d'illiquidité survient dans le cours normal des activités de la société.

Risque de marché

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La société ne court pas de risque lié aux marchandises. Elle est exposée au risque de change étant donné qu'elle conclut des ententes visant l'achat de matières et d'équipement dans le cadre de son programme d'investissement et de projets, lesquelles sont libellées en devises. Le risque de change n'est pas important, toutefois, il se pourrait que la société décide d'émettre éventuellement des titres d'emprunt libellés en devises, lesquels feraient ensuite l'objet d'une couverture en dollars canadiens conformément à la politique de gestion des risques de Hydro One. Hydro One est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt étant donné que le taux de rendement réglementé de son entreprise de distribution et de son entreprise de transport est calculé à l'aide d'une formule qui repose sur la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme et sur l'écart entre le taux de rendement des obligations à 30 ans notées « A » des services publics au Canada et le taux de rendement des obligations de référence du gouvernement du Canada à 30 ans. Si la prévision relative

au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme diminuait de 1 % ou si l'écart entre les taux des obligations de services publics notées « A » se contractait de 1 %, lesquels sont utilisés pour établir le taux de rendement des capitaux propres de la société, cette dernière estime que les résultats d'exploitation de son entreprise de transport fléchirait d'environ 16 millions de dollars et ceux de son entreprise de distribution, de quelque 10 millions de dollars.

Risque de crédit

Les actifs financiers engendrent le risque de crédit qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant ainsi une perte financière. Au 31 décembre 2010, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. Par conséquent, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Au 31 décembre 2010, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un seul client.

Au cours de l'exercice, la provision pour créances douteuses de la société est demeurée stable à 25 millions de dollars (25 millions de dollars en 2009). Des ajustements et des radiations mineurs ont été déterminés à l'examen des comptes en souffrance en tenant compte des données historiques. Au 31 décembre 2010, environ 3 % des débiteurs de la société étaient en souffrance de plus de 60 jours.

Hydro One gère son risque de crédit lié à des contreparties au moyen de diverses techniques, notamment en concluant des opérations avec des contreparties qui jouissent d'une excellente cote de solvabilité, en limitant le niveau d'exposition global à des contreparties individuelles, comme le prévoit la politique de la société sur le risque de crédit approuvée par le conseil d'administration, en concluant des accords généraux de compensation qui prévoient un règlement sur la base du solde net et le droit contractuel d'opérer compensation et en surveillant la situation financière des contreparties. Le risque de crédit à l'égard des débiteurs ne doit pas dépasser la valeur comptable inscrite au bilan consolidé.

La société a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Hydro One peut conclure des contrats sur instruments dérivés tels que des swaps différés de taux d'intérêt payeurs de taux fixe afin de couvrir l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les exigences en matière d'emprunts à long terme à taux fixe. Aucun contrat de la sorte n'était en cours au 31 décembre 2010.

Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné qu'il est possible que la contrepartie ne respecte pas ses engagements. Au 31 décembre 2010, les instruments dérivés détenus par Hydro One comprenaient un swap fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars visant la conversion des billets à 4,08 % échéant le 3 mars 2011 en une dette à taux variable de trois mois et deux swaps fixe-variable d'un montant de 250 000 $ visant la conversion de 500 millions de dollars de billets à 3,13 % échéant le 19 novembre 2014 en une dette à taux variable de trois mois. L'exposition au risque de crédit attribuable à la contrepartie sur la juste valeur de ces trois swaps de taux d'intérêt s'élevait à 11 millions de dollars au 31 décembre 2010.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité s'entend de la capacité de la société à s'acquitter de ses obligations financières à l'échéance. Les liquidités à court terme proviennent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie en caisse, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et du programme de papier commercial, programme aux termes duquel la société est autorisée à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours, de la facilité de crédit renouvelable et des billets à taux variable de la province de l'Ontario que la société détient. Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et échéant le 1er juin 2013 et de billets à taux variable de la province de l'Ontario de 250 millions de dollars que la société détient. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer les besoins habituels de la société en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2010, il était prévu que des créditeurs et charges à payer d'un montant de 861 millions de dollars seraient réglés en espèces à leur valeur comptable au cours des douze prochains mois. La tranche de la dette à long terme arrivant à échéance au cours des douze prochains mois se chiffrait à 500 millions de dollars. Les intérêts à payer au cours des douze prochains mois à l'égard de l'encours de la dette à long terme de la société se chiffraient à 405 millions de dollars.

Au 31 décembre 2010, Hydro One avait émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 7 775 millions de dollars et les intérêts devant être versés par la société se chiffraient à 6 599 millions de dollars. Le tableau qui suit présente un sommaire de l'encours du capital, des paiements d'intérêt et des taux d'intérêt moyens pondérés selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance.

Années avant l'échéance	Encours du capital des billets et des débentures *(en millions de dollars canadiens)*	Paiements d'intérêt *(en millions de dollars canadiens)*	Taux d'intérêt moyen pondéré *(en pourcentage)*
1 an	500	405	5,2
2 ans	600	383	5,8
3 ans	600	349	5,0
4 ans	750	319	3,1
5 ans	250	295	3,0
	2 700	1 751	4,5
De 6 à 10 ans	1 350	1 246	4,8
Plus de 10 ans	3 725	3 602	6,0
	7 775	6 599	5,3

11. GESTION DU CAPITAL

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables, et la réalisation de rendements financiers convenables. Pour assurer un accès continu à des fonds, l'objectif de la société est de conserver une cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

La société considère les capitaux propres, les billets à court terme à payer, la dette à long terme et la trésorerie et les équivalents de trésorerie comme des éléments constitutifs de sa structure du capital. Au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009, la structure du capital de la société s'établissait comme suit:

(en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Billets à court terme à payer	**–**	55
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**500**	600
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**33**	(26)
	467	681
Dette à long terme	**7 278**	6 281
Actions privilégiées	**323**	323
Actions ordinaires	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**2 354**	1 791
	5 991	5 428
Total du capital	**13 736**	12 390

Aux fins de ce tableau et des états consolidés des flux de trésorerie, l'expression « trésorerie et équivalents de trésorerie » correspond aux postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie » et « Dette bancaire » du bilan consolidé.

La société doit se conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de la dette à long terme et de la facilité de crédit de Hydro One limitent la dette admissible de la société à 75 % de sa structure du capital, restreignent sa capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2010, Hydro One se conformait à toutes ces clauses restrictives et limites.

12. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Hydro One offre à tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales de participer à un régime de retraite à prestations déterminées contributif, à l'exception des salariés de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »), caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles de Hydro One Brampton sont d'environ 1 million de dollars annuellement.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2010 et 2009 :

	Pourcentage des actifs du régime	
31 décembre	**2010**	2009
Titres de participation	**63,5**	63,3
Titres de créance	**30,7**	32,9
Autres	**5,8**	3,8
	100,0	100,0

Autres renseignements

Au 31 décembre 2010, le régime de retraite de Hydro One détenait des obligations de société de Hydro One Inc. de 14 millions de dollars (9 millions de dollars en 2009) et des titres de créance de la province de 70 millions de dollars (88 millions de dollars en 2009).

Le régime de retraite de la société prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1er janvier 2004, et pour les nouveaux membres professionnels de Society of Energy embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer l'actif du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2010, en date du 31 décembre 2009, la société a versé 193 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2010 (112 millions de dollars pour 2009), une tranche de 145 millions de dollars de cette somme étant nécessaire pour répondre aux besoins de capitalisation minimums. La société a versé des cotisations supplémentaires de 48 millions de dollars en décembre 2010. Les cotisations sont payables avec un décalage de un mois. Toutes les cotisations doivent être faites au comptant. Les cotisations après 2012 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012 et dépendront des rendements futurs des placements et des modifications dans les prestations ou les hypothèses actuarielles.

Le total des paiements au comptant au titre d'avantages sociaux futurs effectués en 2010, consistant en liquidités versées par la société à son régime de retraite capitalisé et en des paiements au comptant effectués directement aux prestataires au titre des autres régimes non capitalisés, s'est établi à 233 millions de dollars (155 millions de dollars en 2009).

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite 2010	Régime de retraite 2009	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite 2010	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite 2009
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées aux 1er janvier	**4 566**	4 007	**1 004**	874
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**94**	73	**24**	19
Intérêts débiteurs	**294**	286	**65**	63
Transferts réciproques	**4**	–	**–**	–
Prestations versées	**(262)**	(270)	**(42)**	(43)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**300**	470	**127**	91
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**4 996**	4 566	**1 178**	1 004
Évolution des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime aux 1er janvier	**4 336**	3 836	**–**	–
Rendement réel des actifs du régime	**421**	642	**–**	–
Transferts réciproques	**4**	6	**–**	–
Prestations versées	**(262)**	(270)	**–**	–
Cotisations patronales[1]	**191**	112	**–**	–
Cotisations des salariés	**24**	21	**–**	–
Charges d'administration	**(15)**	(11)	**–**	–
Juste valeur des actifs du régime aux 31 décembre	**4 699**	4 336	**–**	–
Situation de capitalisation				
Obligation non capitalisée au titre des avantages	**(297)**	(230)	**(1 178)**	(1 004)
Pertes actuarielles nettes non amorties (gains actuariels nets non amortis)	**746**	640	**144**	10
Coût non amorti au titre des services passés	**11**	14	**11**	14
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**460**	424	**(1 023)**	(980)
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**–**	–	**43**	40
Actif au titre des prestations constituées (passif à long terme)	**460**	424	**(980)**	(940)

[1] En janvier 2011, la société a versé une cotisation de 13 millions de dollars à l'égard de 2010 (en 2010, 10 millions de dollars à l'égard de 2009).

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite **2010**	Régime de retraite 2009	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite **2010**	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite 2009
Composantes des coûts nets au titre des prestations de l'exercice				
Coût des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations des salariés	**70**	52	**24**	19
Intérêts débiteurs	**294**	286	**65**	63
Rendement réel des actifs du régime, déduction faite des charges	**(406)**	(631)	**–**	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	**300**	470	**127**	91
Divers	**(1)**	(1)	**–**	–
Coûts engagés durant l'exercice	**257**	176	**216**	173
Écarts entre les coûts engagés durant l'exercice et les coûts constatés durant l'exercice à l'égard des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	**129**	359	**–**	–
(Gain actuariel) perte actuarielle	**(236)**	(410)	**(134)**	(101)
Modifications du régime	**4**	4	**4**	4
Coûts nets au titre des prestations de l'exercice	**154**	129	**86**	76
Montant imputé aux résultats d'exploitation[1]	**134**	68	**51**	46
Incidence d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur les éléments suivants :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**–**	–	**185**	141
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**–**	–	**15**	13
Incidence d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur les éléments suivants :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**–**	–	**(146)**	(113)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**–**	–	**(12)**	(10)
Hypothèses importantes				
Aux fins du calcul des coûts nets au titre des prestations de l'exercice :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	**6,50 %**	7,25 %	**–**	–
Taux d'actualisation moyen pondéré	**6,50 %**	7,25 %	**6,50 %**	7,25 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**2,50 %**	2,75 %	**2,50 %**	2,75 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,00 %**	2,00 %	**2,00 %**	2,00 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés (en années)	**10**	10	**11**	11
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[2]	**–**	–	**4,81 %**	4,81 %
Aux fins du calcul de l'obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	**5,75 %**	6,50 %	**5,75 %**	6,50 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**2,50 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,00 %**	2,00 %	**2,00 %**	2,00 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[3]	**–**	–	**4,86 %**	4,81 %

[1] La société suit la méthode de la comptabilité de trésorerie. Au cours de 2010, des coûts de retraite de 191 millions de dollars (113 millions de dollars en 2009) ont été attribués à la main-d'œuvre, dont 134 millions de dollars (68 millions de dollars en 2009) ont été imputés aux résultats et 57 millions de dollars (45 millions de dollars en 2009) ont été capitalisés dans les immobilisations corporelles.

[2] Le taux passant progressivement de 8,57 % en 2010 à 4,81 % par année en 2029 et par la suite (en 2009, de 8,81 % en 2009 à 4,81 % par année en 2029 et par la suite).

[3] Le taux passant progressivement de 8,31 % en 2011 à 4,86 % par année en 2029 et par la suite (en 2009, de 8,57 % en 2010 à 4,81 % par année en 2029 et par la suite).

13. PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Biphényles polychlorés (BPC)	Évaluation remise en état et des terrains	Total
2010			
Solde d'ouverture au 1er janvier	**262**	**65**	**327**
Charge de désactualisation	**13**	**2**	**15**
Dépenses	**(9)**	**(8)**	**(17)**
Ajustement lié à la réévaluation	**(15)**	**(1)**	**(16)**
Solde de clôture au 31 décembre	**251**	**58**	**309**
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**(15)**	**(7)**	**(22)**
	236	**51**	**287**
2009			
Solde d'ouverture au 1er janvier	225	28	253
Charge de désactualisation	12	1	13
Dépenses	(4)	(5)	(9)
Ajustement lié à la réévaluation	29	41	70
Solde de clôture au 31 décembre	262	65	327
Moins : la tranche échéant à moins de un an	(14)	(10)	(24)
	248	55	303

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2010 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 22 millions de dollars en 2011; 23 millions de dollars en 2012; 34 millions de dollars en 2013; 40 millions de dollars en 2014, 33 millions de dollars en 2015; et 217 millions de dollars par la suite. Du total des dépenses futures estimatives, 308 millions de dollars se rapportent aux BPC (320 millions de dollars en 2009) et 61 millions de dollars, au programme d'évaluation et de remise en état des terrains (69 millions de dollars en 2009).

Conformément aux conventions comptables applicables aux coûts environnementaux, Hydro One constate un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination ou à la destruction des huiles isolantes et équipements électriques connexes contaminés aux BPC ainsi que de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés par des produits chimiques. Le montant du passif comptabilisé par la société est fondé sur les meilleures estimations de la direction quant à la valeur actualisée des dépenses futures qui sont jugées nécessaires pour se conformer à la réglementation existante en matière de BPC.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état de sites. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les passifs environnementaux de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait aux coûts actualisés nécessaires pour que la société se conforme à la législation et à la réglementation. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. En outre, pour ce qui est du programme de BPC, la disponibilité de ressources critiques telles que la main-d'œuvre qualifiée et les actifs de remplacement ainsi que la capacité de procéder à des interruptions de services à des fins d'entretien dans certaines installations clés pourraient avoir une influence sur le calendrier des dépenses. Les passifs environnementaux estimatifs sont examinés une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications aux estimations sont constatées prospectivement.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, la société estime le coût d'achèvement des travaux requis et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3,75 % à 6,25 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les augmentations de l'obligation ont été constatées initialement.

BPC

Le 17 septembre 2008, Environnement Canada a publié le texte final de sa réglementation régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Cette réglementation a été adoptée en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. La réglementation impose un calendrier pour l'élimination des BPC fondé sur des critères tels que le type d'équipement en cause, le niveau d'utilisation et le seuil de contamination aux BPC. La totalité des BPC présents en concentration de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, excluant certaines pièces d'équipement précis, devait être éliminée avant la fin de 2009. Toutefois, en 2009, Hydro One a demandé un délai jusqu'en 2014, qui lui a été accordé, pour retirer les BPC de certaines pièces d'équipement de poste dont le niveau de contamination pourrait être supérieur à la limite. En vertu de la réglementation, les BPC contenus dans l'équipement en concentration supérieure à 50 ppm mais inférieure à 500 ppm, ou supérieure à 50 ppm dans le cas des transformateurs sur poteau, de l'équipement électrique secondaire sur poteau et des ballasts de tube fluorescent doivent être éliminés avant la fin de 2025.

La direction est d'avis que, à l'heure actuelle, la société dispose de très peu d'actifs contaminés aux BPC à hauteur de 500 ppm ou plus. La priorité sera accordée aux inspections et aux tests visant à détecter et à éliminer les BPC contenus dans les actifs visés par la date de 2014. Les actifs devant être éliminés avant 2025 comprennent principalement les poteaux sur dalle de béton liés aux lignes de distribution, ainsi que les ballasts de tube fluorescent. Les équipements des postes de distribution et de transport seront de façon générale remplacés ou décontaminés en retirant l'huile isolante contaminée aux BPC qu'ils contiennent et en les remplissant immédiatement avec de l'huile de remplacement contenant moins de 2 ppm de BPC.

Les dépenses futures supplémentaires qu'il sera nécessaire d'engager pour satisfaire aux exigences de la réglementation sur les BPC s'établissent à environ 308 millions de dollars d'après les meilleures estimations de la direction. Ces dépenses devraient être engagées entre 2011 et 2025. Compte tenu des plus récentes estimations de coûts nécessaires au respect de la réglementation existante en matière de BPC, la société a réduit d'environ 15 millions de dollars son passif environnemental au titre des BPC au 31 décembre 2010, par rapport au chiffre inscrit au 30 septembre 2010.

Évaluation et remise en état des terrains

Dans le cadre de son examen annuel des passifs environnementaux, la société a également examiné son passif au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains. Compte tenu de cet examen, la société a réduit d'environ 1 million de dollars son passif au 31 décembre 2010 comparativement au montant constaté au 30 septembre 2010. Selon les meilleures estimations de la société, le total des dépenses futures nécessaires à l'achèvement de son programme d'évaluation et de remise en état s'élève à environ 61 millions de dollars.

14. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICES D'IMMOBILISATIONS

Conformément à la convention comptable applicable aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société, Hydro One a constaté un passif au titre de la valeur actualisée des dépenses estimatives futures liées à la mise hors service d'actifs incorporels à long terme que la société est tenue de mettre hors service en vertu de la loi. Un montant correspondant est constaté comme coût lié à la mise hors service d'actifs, lequel est capitalisé dans la valeur comptable de l'immobilisation connexe.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes susceptibles de se produire comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état de sites. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait aux coûts nécessaires pour satisfaire à la législation et à la réglementation existante. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont examinées une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications aux estimations sont constatées prospectivement.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la société estime la juste valeur courante des travaux d'enlèvement et de remise en état requis, et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3 % à 5 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les dépenses devraient être engagées.

Hydro One a constaté un passif au titre des dépenses estimatives futures nécessaires pour retirer et éliminer les matériaux contenant de l'amiante installés dans certaines de ses installations. Le passif de la société est fondé sur les meilleures estimations de la direction quant à la valeur actualisée des dépenses estimatives futures nécessaires pour se conformer à la réglementation existante. Au cours de l'exercice, la société a achevé une étude qu'elle a préparée avec l'aide d'un cabinet externe d'experts-conseil en vue d'estimer les dépenses futures nécessaires à l'enlèvement de l'amiante avant la démolition d'installations. La société a constaté un passif de 7 millions de dollars à l'égard de cette obligation au 31 décembre 2010, en se fondant sur la valeur actualisée nette de la meilleure estimation de la société quant aux dépenses de 18 millions de dollars qu'il lui faudra engager pour achever ces activités d'enlèvement de l'amiante.

Hydro One a par ailleurs constaté un passif de 4 millions de dollars au titre de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations se rapportant au déclassement et au retrait du poste de commutation à la centrale électrique d'Abitibi Canyon d'Ontario Power Generation.

15. CAPITAL SOCIAL

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 $ l'action, et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25 $ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende cumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre des actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le taux de rendement soit inférieur de 0,50 % à celui du marché d'alors sur des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires advenant liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

En 2010, la société a déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2009) et des dividendes sur actions ordinaires de 10 millions de dollars (170 millions de dollars en 2009).

Résultat par action

Le résultat par action correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

16. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La province, la SFIEO, la SIERE, l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») et Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») sont des parties liées à Hydro One. De plus, la CEO est liée à la société étant donné qu'elle est une société d'État provinciale. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu de la SIERE des produits pour les services de transport, d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport pour 2010 comprennent 1 277 millions de dollars (1 121 millions de dollars en 2009) se rapportant à ces services. Hydro One reçoit de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution pour 2010 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2009) se rapportant à ce programme. Hydro One a aussi reçu de la SIERE des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord. Les produits de distribution pour 2010 comprennent 28 millions de dollars (31 millions de dollars en 2009) se rapportant à ces services.

En 2010, Hydro One a acheté l'équivalent de 2 361 millions de dollars (2 265 millions de dollars en 2009) en électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERE, 19 millions de dollars (19 millions de dollars en 2009) en électricité d'OPG et 13 millions de dollars (11 millions de dollars en 2009) de la SFIEO.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des sociétés de distribution de gaz et d'électricité et des sociétés de transport d'électricité. En 2010, Hydro One a engagé des frais de 11 millions de dollars (10 millions de dollars en 2009) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les produits liés à la prestation de services de construction et d'entretien de l'équipement aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 14 millions de dollars (13 millions de dollars en 2009), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 2 millions de dollars en 2010 et en 2009.

Dans le cadre de son mandat, l'OEO est responsable de la quasi-totalité des programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande de la société. Le financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs, les frais de gestion et les primes. En 2010, Hydro One a reçu 36 millions de dollars (23 millions de dollars en 2009) de l'OEO liés aux programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande et le montant net de ses débiteurs s'est établi à 1 million de dollars en 2010 et en 2009.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, des impôts fonciers et de l'impôt sur le capital a été payée ou est à payer à la SFIEO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province.

Les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Débiteurs	**111**	108
Créditeurs et charges à payer	**(283)**	(254)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERE se rapportant à des achats d'électricité de 222 millions de dollars (211 millions de dollars en 2009).

17. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie aux éléments « trésorerie », « placements à court terme » et « dette bancaire » du bilan consolidé.

Les variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation comprennent ce qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Augmentation des débiteurs	**(68)**	(89)
Augmentation des matières et fournitures	**–**	(2)
Augmentation des créditeurs et charges à payer	**87**	–
Augmentation des intérêts courus	**10**	10
(Diminution) augmentation des créditeurs et autres passifs à long terme	**(3)**	4
Augmentation de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	**40**	32
Divers	**11**	7
	77	(38)

Autres renseignements :

Intérêts payés	**409**	361
Paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	**48**	77

18. ÉVENTUALITÉS

Poursuites

Hydro One est parties à diverses poursuites, réclamations et procédures réglementaires dans le cours normal de ses activités. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires n'aura pas d'incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIEO, l'OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. Le 7 septembre 2001, la bande des Premières nations de Red Rock a entamé une poursuite semblable contre les mêmes parties. En 2004, diverses demandes ont été regroupées. Ces poursuites demandaient un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. Ces poursuites visaient des inondations par Hydro Ontario et leur incidence présumée sur les terres sur lesquelles les Premières nations revendiquent un droit. En mai 2009, toutes les parties ont convenu de rejeter les poursuites envers Hydro One sans dépens. Le 27 juillet 2010, en vertu d'une ordonnance de la cour, la poursuite jumelée et la demande reconventionnelle du Procureur général du Canada contre Hydro One ont été rejetées sans dépens.

Transfert d'actifs

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles la société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, la société est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, elle prévoit devoir verser plus que le montant d'environ 761 500 $ qu'elle a payé à ces bandes et organisations autochtones en 2010. Si la société n'est pas en mesure d'obtenir les consentements auprès de ces bandes et organisations autochtones, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si la société ne peut en arriver à un règlement satisfaisant, elle pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un nombre limité de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur le bénéfice net de la société si cette dernière était dans l'impossibilité de les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

19. ENGAGEMENTS

Entente avec Inergi

Depuis le 1er mars 2002, Inergi LP (« Inergi ») (filiale en propriété exclusive de Cap Gemini Canada Inc.) fournit des services à Hydro One. Le 1er mai 2010, conformément aux modalités du contrat, la société a prorogé la convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans qui échoit le 28 février 2015. Aux termes de cette entente, Inergi procure à Hydro One divers services, notamment des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants facturés par Inergi pour ces services se sont établis entre 93 millions de dollars à 130 millions de dollars par année et ils sont assujettis à l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un prix concurrentiel établi et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1er mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2010 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 143 millions de dollars en 2011; 139 millions de dollars en 2012; 135 millions de dollars en 2013; 130 millions de dollars en 2014; 22 millions de dollars en 2015 et néant par la suite. L'entente vient à échéance le 28 février 2015.

Soutien de prudence

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'intermédiaire de la SIERE, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. Aux 31 décembre 2010 et 2009, la société apportait un soutien de prudence à la SIERA au nom de Hydro One Networks et de Hydro One Brampton uniquement au moyen de garanties de la société mère de 325 millions de dollars. Un soutien de prudence aux 31 décembre 2010 et 2009 était également apporté au nom de deux distributeurs au moyen de garanties de 660 000 $. La SIERE pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si ces filiales ou distributeurs ne parvenaient pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERE. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société. Si la cote de solvabilité à long terme la plus élevée de Hydro One se détériorait pour s'établir sous la catégorie « Aa », la société serait tenue de recommencer à fournir des lettres de crédit à titre de soutien de prudence.

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime de retraite complémentaire à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel, ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2010, l'encours des lettres de crédit bancaires de Hydro One s'élevait à 113 millions de dollars (107 millions de dollars en 2009) relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2010 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 5 millions de dollars en 2011; 8 millions de dollars en 2012; 6 millions de dollars en 2013; 7 millions de dollars en 2014; 2 millions de dollars en 2015; 2 millions de dollars en 2015 et 25 millions de dollars par la suite.

20. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients; et
- un secteur « divers » dont les activités regroupent celles de l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2010				
Bénéfice sectoriel				
Produits	**1 307**	**3 754**	**63**	**5 124**
Achat d'électricité	**–**	**2 474**	**–**	**2 474**
Exploitation, entretien et administration	**416**	**602**	**60**	**1 078**
Amortissement	**273**	**300**	**10**	**583**
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**618**	**378**	**(7)**	**989**
Charges de financement				**342**
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				**647**
Dépenses en immobilisations	**936**	**629**	**5**	**1 570**
2009				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 147	3 534	63	4 744
Achat d'électricité	–	2 326	–	2 326
Exploitation, entretien et administration	438	564	55	1 057
Amortissement	240	287	10	537
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	469	357	(2)	824
Charges de financement				308
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				516
Dépenses en immobilisations	918	643	5	1 566

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009
Total de l'actif		
Transport	**9 805**	8 993
Distribution	**6 908**	6 481
Divers	**609**	161
	17 322	15 635

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

21. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 2 février 2011, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a demandé au ministère du Travail de nommer un conciliateur pour aider le syndicat et Hydro One à conclure une nouvelle convention collective. La négociation de la nouvelle convention a commencé le 10 janvier 2011.

Le 24 janvier 2011, Hydro One a émis des billets aux termes du programme de billets à moyen terme de la société. L'émission visait des billets à taux variable d'un montant de 50 millions de dollars qui échoient le 24 juillet 2015.

Le 19 janvier 2011, Hydro One a émis des billets pour un montant de 250 millions de dollars aux termes du programme de billets à moyen terme de la société. Cette émission constituait un placement supplémentaire de billets à 2,95 % échéant le 11 septembre 2015, initialement émis le 13 septembre 2010. Le montant total non émis dans le cadre de cette émission s'élève désormais à 500 millions de dollars.

Le 19 janvier 2011, Hydro One a conclu deux swaps fixe-variable portant sur un notionnel de 125 millions de dollars visant la conversion de 250 millions de dollars de billets à 2,95 % de Hydro One échéant le 11 septembre 2015 en une dette à taux variable de trois mois.

Le 17 janvier 2011, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a interjeté appel devant la Cour divisionnaire de la Cour suprême du Canada en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* relativement à la décision rendue par la CEO le 23 décembre 2010 visant l'approbation des tarifs de transport de Hydro One Networks pour 2011 et 2012. Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a déposé cet appel en faisant valoir que cette décision ne tenait pas compte des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration que la CEO jugeait imprudentes et que, du fait même, ce type de charges avaient été omises dans le calcul des besoins approuvés en matière de produits. Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique demande que l'établissement des besoins en matière de produits par la CEO et les tarifs connexes soient annulés et que ces questions soient réexaminées par nouveau groupe de spécialistes de la CEO. L'appel ne devrait pas avoir une incidence sur le recouvrement des nouveaux tarifs de transport pour 2011 tant que la procédure durera. L'issue de cet appel ne peut être déterminée à l'heure actuelle.

22. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Les états financiers consolidés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états présentés antérieurement afin de rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée pour les états financiers consolidés établis au 31 décembre 2010.

Au troisième trimestre, la société a changé sa présentation des soldes d'impôts liés à certains écarts temporaires au titre des actifs incorporels et d'autres soldes de comptes réglementaires afin de refléter la façon dont ces soldes seront réglés au bout du compte. De ce fait, le reclassement des soldes d'impôts liés à ces écarts temporaires a entraîné une baisse de 160 millions de dollars des passifs d'impôts futurs et de l'actif réglementaire net y afférent figurant au bilan de la période intermédiaire et au bilan avec chiffres correspondants au 31 décembre 2009. Le changement de présentation n'a pas eu d'incidence sur les produits ni sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009	2008	2007	2006
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	**1 307**	1 147	1 212	1 242	1 245
Distribution	**3 754**	3 534	3 334	3 382	3 273
Divers	**63**	63	51	31	27
	5 124	4 744	4 597	4 655	4 545
Coûts					
Achat d'électricité	**2 474**	2 326	2 181	2 240	2 221
Exploitation, entretien et administration	**1 078**	1 057	965	995	880
Amortissement	**583**	537	548	521	515
	4 135	3 920	3 694	3 756	3 616
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**989**	824	903	899	929
Charges de financement	**342**	308	292	295	295
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**647**	516	611	604	634
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**56**	46	113	205	179
Bénéfice net	**591**	470	498	399	455
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	**5 727**	4 528	4 797	3 809	4 366
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)					
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	**9 805**	8 993	7 877	7 273	6 950
Distribution	**6 908**	6 481	5 873	5 407	5 161
Divers	**609**	161	128	106	99
Total de l'actif	**17 322**	15 635	13 878	12 786	12 210
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme)	**1 540**	1 655	1 300	1 452	1 194
Dette à long terme	**7 278**	6 281	5 733	5 063	4 848
Autres passifs à long terme	**2 523**	2 281	1 721	1 385	1 347
Capitaux propres					
Capital-actions	**3 637**	3 637	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	**2 354**	1 791	1 497	1 258	1 184
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(10)**	(10)	(10)	(9)	–
Total du passif et des capitaux propres	**17 322**	15 635	13 878	12 786	12 210

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES (suite)

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2010**	2009	2008	2007	2006
Autres données financières					
Dépenses en immobilisations					
Transport	**936**	918	704	560	402
Distribution	**629**	643	570	511	417
Divers	**5**	5	10	20	4
Total des dépenses en immobilisations	**1 570**	1 566	1 284	1 091	823
Ratios					
Couverture par l'actif net de la dette à long terme[1]	**1,77**	1,79	1,84	1,87	1,92
Ratio de couverture par le bénéfice[2]	**2,39**	2,15	2,63	2,67	2,67
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées *(TWh)*[3]	**142,2**	139,2	148,7	152,2	151,1
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien *(MW)*[3]	**25 145**	24 477	24 231	25 809	27 056
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien *(MW)*[3]	**25 075**	24 380	24 195	25 737	27 005
Total des lignes de transport (circuit-kilomètres)	**28 951**	28 924	29 039	28 915	28 600
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One *(TWh)*[3]	**29,1**	28,9	29,9	30,2	29,0
Unités distribuées par les lignes de Hydro One *(TWh)*[3,4]	**42,5**	43,5	44,7	45,7	44,7
Total des lignes de distribution (circuit-kilomètres)	**123 552**	123 528	123 260	122 933	122 460
Clients	**1 345 177**	1 333 920	1 325 745	1 311 714	1 293 396
Total de l'effectif permanent	**5 717**	5 427	5 032	4 602	4 295

[1] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[2] Le ratio de couverture par le bénéfice correspond à la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes versés sur actions privilégiées.

[3] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

[4] Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement auprès de la SIERE.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

(au 31 décembre 2010)

James Arnett[2]
Président du conseil d'administration, Hydro One Inc.

Sami Bébawi[4]
Président, Geracon Inc. Conseiller auprès du président, Groupe SNC-Lavalin Inc.

Kathryn A. Bouey[1,4,6]
Présidente, TBG Strategic Services Inc. Administratrice de sociétés

George Cooke[1,5,7]
Président et chef de la direction, Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction, Hydro One Inc.

Janet Holder[5,6,7]
Présidente, Enbridge Gas Distribution Inc.

Don MacKinnon[5,6]
Président, Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique

Michael J. Mueller[1,2,4]
Administrateur de sociétés

Walter Murray[1,3,7]
Administrateur de sociétés

Robert L. Pace[2,3,7]
Président et chef de la direction, The Pace Group Ltd.

Gale Rubenstein[2,3,5]
Associée, Goodmans LLP

Douglas E. Speers[3,4,6]
Administrateur de sociétés

Comités du conseil d'administration

[1] *Comité d'audit et des finances* Le comité d'audit et des finances supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, l'audit interne, les risques importants courus par la société et la conformité financière. Le comité s'est réuni onze fois en 2010.

[2] *Comité de gouvernance* Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il fait des recommandations quant aux questions devant être abordées aux réunions du conseil, passe en revue le mandat du conseil d'administration et celui de chacun de ses comités, fait des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration et recommande des candidats appropriés à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni huit fois en 2010.

[3] *Comité des ressources humaines* Le comité des ressources humaines (auparavant le comité des ressources humaines et des politiques publiques) a la responsabilité d'examiner la pertinence de notre structure organisationnelle actuelle et future, les plans de relève des dirigeants de la société et des divisions et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération de la présidente et chef de la direction. Le comité s'est réuni sept fois en 2010.

[4] *Comité de transformation opérationnelle* Le comité de transformation opérationnelle est un comité consultatif du conseil établi pour aider le conseil dans sa responsabilité de surveillance des questions relatives au projet Cornerstone, à la stratégie relative au réseau intelligent et à l'innovation permanente et à la planification, à l'aménagement et au déploiement de grands projets liés au réseau de transport ou de distribution, notamment les projets décrits dans le plan de mise en œuvre de la société à l'égard de l'énergie verte. Le comité s'est réuni cinq fois en 2010.

[5] *Comité de la réglementation et des politiques publiques* Le comité de la réglementation et des politiques publiques (auparavant le comité de la réglementation et de l'environnement) s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables et détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité et examine les demandes tarifaires soumises par la société ainsi que les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni sept fois en 2010.

[6] *Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement* Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement (auparavant le comité de la santé et de la sécurité) est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé de sécurité et d'environnement liés au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé, de sécurité et d'environnement liées au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni cinq fois en 2010.

[7] *Comité des placements et du régime de retraite* La principale fonction du comité des placements et du régime de retraite consiste à aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance à l'égard de toutes les questions liées au régime de retraite de la société, notamment de la caisse de retraite de Hydro One.

RENSEIGNEMENTS SUR LA SOCIÉTÉ

Adresse du siège social
483, Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs
416-345-6867
investor.relations@HydroOne.com

Demandes des médias
416-345-6868
1-877-506-7584

Services à la clientèle
Panne d'électricité et situation d'urgence :
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients agricoles et petites entreprises :
1-888-664-9376

Clients commerciaux
1-877-447-4412

Auditeurs
KPMG s.r.l., S.E.N.C.R.L.

Pour en apprendre davantage sur les activités de Hydro One liées à l'électricité et sur la façon dont elle entend assurer l'avenir du réseau tout en préservant l'environnement, visitez le

www.HydroOne.com